



Review SDE++ Methodiek

Contract gegevens

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK)

Review SDE++ methodiek

Aangeboden door

Trinomics B.V.

Westersingel 34

3014 GS, Rotterdam

Nederland

Contactpersoon

Dhr. Onne Hoogland

T: +31 (0) 6 1036 0790

E: Onne.Hoogland@trinomics.eu

Auteurs

Onne Hoogland

Tycho Smit

Joris Moerenhout

Hans Bolscher

Datum

Rotterdam, 12 november 2019



Rotterdam, 12 november 2019

Opdrachtgever: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Review SDE++ methodiek

INHOUDSOPGAVE

Lijst met begrippen van de SDE++ en afkortingen	v
Managementsamenvatting	vi
Achtergrond en doel van de review	vi
Aandachtspunten en risico's	vii
Conclusies	viii
1 Inleiding	1
1.1 Aanleiding van de opdracht	1
1.2 Afbakening en doel van de opdracht	1
1.3 Opbouw van dit rapport	4
2 Beoordeling ontwerpkeuzes per element	5
2.1 Basisbedrag	5
2.2 Correctiebedrag	7
2.3 Bodemprijs	9
2.4 Toekenningsvoorwaarden	11
2.5 Vermeden CO ₂ -emissies	12
2.6 Subsidiebehoefte	18
2.7 Beoordeling ontwerpkeuzes per uitdaging	20
3 De systeemwerking	35
3.1 Rangschikking technieken op basis van de conceptadviezen	35
3.2 Impact van methode berekening subsidie-behoefte op rangschikking	38
4 Beoordeling coherentie	40
4.1 Interne consistentie	40
4.2 Externe coherentie	42
5 Risicoanalyse	46
5.1 Analyse kader voor risicoanalyse	46
5.2 Risicoanalyse van belangrijkste aandachtspunten	46
6 Overwegingen inpassing extra technieken na 2020	54
6.1 Algemeen afwegingskader	54
6.2 Mogelijkheden en barrières voor specifieke technieken	55
6.3 Conclusies met betrekking tot toevoegen extra technieken	60
7 Conclusies	61
8 Annex A - Vergelijk rangschikkingsmethoden	65

Lijst met begrippen van de SDE++ en afkortingen

Basisbedrag	De integrale kostprijs van een techniek (in € per vermeden ton CO ₂ -equivalent.) en de maximale prijs waarop ingediend kan worden.
Bodemprijs	De marktprijs waaronder verdere prijsdalingen niet meer gecompenseerd worden d.m.v. een hogere subsidie. Gelijk aan 2/3 ^e van de lange termijn prijs (voorheen de <i>basisenergieprijs</i>).
Correctiebedrag	De marktwaarde van de geproduceerde energie, energiedrager, vermeden BKG-emissies en/of vermeden energieconsumptie. Wordt gebruikt om de daadwerkelijk uit te keren subsidie te bepalen.
Lange termijn prijs	De verwachte marktprijzen voor elektriciteit, gas en ETS-rechten.
Subsidiebehoefte (maximaal)	Het verschil tussen de verwachte kosten en (markt)inkomsten. Gelijk aan verschil tussen het basisbedrag en de bodemprijs.
Subsidie-intensiteit	De hoeveelheid subsidie (in €) per vermeden ton CO ₂
AVI	Afvalverbrandingsinstallatie
BKG	Broeikasgas
CCS	Carbon Capture & Storage
CCU	Carbon Capture & Utilisation
ETS	Emissions Trading System
LCA	Levenscyclusanalyse
MEE	Meerjarenafpraak energie-efficiëntie
MJA	Meerjarenafpraak
PEM	Proton Exchange Membrane
SDE	Stimuleringsregeling Duurzame Energie
SMR	Steam Methane Reforming
WKK	Warmtekrachtkoppeling

Managementsamenvatting

Achtergrond en doel van de review

Met de invoering van de Klimaatwet en de publicatie van het Klimaatakkoord in 2019 heeft het Nederlandse klimaatbeleid een sterke impuls gekregen. De centrale doelstelling is een broeikasgasemissiereductie van 49% in 2030 t.o.v. 1990 en een reductie van 95% in 2050. Naast de centrale doelstelling hebben verschillende sectoren zich gecommitteerd aan sectorspecifieke doelstellingen.¹ Eén van de beoogde beleidsinstrumenten om een bijdrage te leveren aan het behalen van deze doelstellingen is de SDE++. Hiervoor dient de huidige Stimuleringsregeling Duurzame Energie regeling (SDE+) te worden verbreed. De SDE+ is in 2011 ingevoerd en streeft naar kosteneffectieve uitrol van hernieuwbare energieprojecten, door middel van een exploitatiesubsidie aan de meest competitieve projecten, waarbij enkel de onrendabele top van het project wordt gesubsidieerd. De SDE+ wordt internationaal gezien als een succesvol instrument. De SDE++ wil voortbouwen op dit succes.

De doelstelling van de SDE++ is anders dan die van de SDE+, namelijk het kosteneffectief realiseren van zoveel mogelijk broeikasgas (BKG) emissiereductie.² Bij de verbreding van de SDE+ naar de SDE++ wordt er naar gestreefd om het ontwerp van de regeling aan te laten sluiten bij de nieuwe doelstelling en hierbij zoveel mogelijk de succesvolle kernelementen van de SDE+ te behouden. De voornaamste veranderingen zijn (1) het laten concurreren van projecten op basis van subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂ equivalent in plaats van concurrentie op basis van de kostprijs voor hernieuwbare energie en (2) het toevoegen van technieken die wél kunnen leiden tot CO₂-reductie, maar waarbij géén hernieuwbare energie wordt opgewekt.

Dit rapport betreft een review van de voorgestelde methodiek voor de SDE++. Hierbij ligt de focus op de hoofdlijnen zoals de methodologische uitgangspunten en algemene aannames (niet op de techniek-specifieke uitwerking van individuele parameters).

Belangrijkste verschillen tussen SDE+ en SDE++

Element	SDE+	SDE++
Doelstelling	Kosteneffectieve uitrol hernieuwbare energie projecten	Kosteneffectief realiseren van zoveel mogelijk BKG-reductie
Subsidieverstrekking	O.b.v. laagste kosten per eenheid hernieuwbare energie (€/kWh)	O.b.v. laagste subsidiebehoefte per <i>vermeden</i> BKG-emissies (€/vermeden ton CO ₂ .)
Type projecten	Hernieuwbare energie technieken (SDE+ technieken)	SDE+ technieken én andere BKG-reducerende technieken ³

¹ Klimaatakkoord (2019). Beschikbaar op: <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2019/06/28/klimaatakkoord/klimaatakkoord.pdf>

² Kamerbrief "Verbreding van de SDE+ naar de SDE++" (2019). Beschikbaar op: <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/kamerstukken/2019/04/26/kamerbrief-over-verbreding-van-de-sde-naar-de-sde/kamerbrief-over-verbreding-van-de-sde-naar-de-sde.pdf>

³ Nieuwe technieken: Grootschalige warmtepompen, e-boilers, industriële restwarmte, waterstofproductie & CCS. Uitbreidingen bestaande technieken: Zon-, aqua- en geothermie, composteringswarmte & WKO in glastuinbouw.

Aandachtspunten en risico's

Er is veel tijd en aandacht besteed door EZK, PBL en anderen in het opstellen van de nieuwe methodiek en het vinden van oplossingen voor de nieuwe aanpak. Toch hebben wij gedurende de review een aantal aandachtspunten geïdentificeerd die tot risico's leiden voor de effectiviteit en efficiëntie van de SDE++. De belangrijkste aandachtspunten zijn:

- **De invloed van voorspellingen op de rangschikking en subsidieverstrekking:** In de SDE++ is de invloed van voorspellingen en onzekerheden op de rangschikking van projecten aanzienlijk groter dan in de SDE+. Dit kan een substantiële impact hebben op de effectiviteit doordat de kans bestaat (en groter is dan in de SDE+) dat projecten worden gesubsidieerd die achteraf minder kosteneffectief blijken te zijn dan andere projecten die niet worden gesubsidieerd;
- **De afhankelijkheid van gezamenlijke infrastructuur:** Projecten binnen een aantal nieuwe technieken (CCS en industriële restwarmte) zijn afhankelijk van de beschikbaarheid van gezamenlijke infrastructuur die er in veel gevallen nog niet is. Hierdoor is het risico op non-realiseren groter in de SDE++ dan in de SDE+. Doordat projecten binnen deze technieken bovendien vaak relatief groot zijn, is de impact van mogelijke non-realiseren op de effectiviteit van de SDE++ aanzienlijk;
- **De focus op korte termijn kosteneffectiviteit:** De SDE++ richt zich op kosteneffectieve BKG-reductie in 2030. Dit kan ertoe leiden dat technieken die een bijdrage kunnen leveren aan kosteneffectieve BKG-reductie op de lange termijn (2050), maar minder kosteneffectief zijn op de korte termijn, een kleinere kans hebben op effectieve stimulering vanuit de SDE++;
- **Het rangschikken op basis van de maximale i.p.v. verwachte subsidiebehoefte:** In het conceptontwerp worden projecten gerangschikt op basis van de *maximale* subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂ in plaats van de *verwachte* subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂. Deze ontwerpkeuze heeft een significante impact op de prioritering van projecten en kan ertoe leiden dat projecten met een relatief hoge verwachte subsidie-intensiteit wél gesubsidieerd worden (en projecten met een relatief lage verwachte subsidie-intensiteit niet gesubsidieerd worden). Deze beleidskeuze leidt tot een suboptimale prioritering van projecten vanuit het perspectief van kosteneffectiviteit;
- **De emissiefactor voor gebruikte elektriciteit van projecten die vollast draaien:** In het conceptontwerp is de emissiefactor voor gebruikte elektriciteit van baseload projecten gebaseerd op de gemiddelde marginale optie. Hierdoor is de berekende vermeden CO₂ voor bepaalde technieken (grootschalige warmtepompen, industriële restwarmte en waterstofproductie) lager dan wanneer de emissiefactor wordt gebaseerd op de gemiddelde elektriciteitsmix. Dit leidt mogelijk tot een verminderde effectiviteit van de SDE++ doordat de emissiereductie van deze technieken wellicht wordt onderschat. Hoewel geen van beide opties volledig juist is, lijkt het in onze optiek logischer om de emissiefactor te baseren op de gemiddelde elektriciteitsmix;
- **Uitruil kosteneffectiviteit binnen en tussen technieken:** De basisbedragen voor de nieuwe technieken zijn gebaseerd op kosteneffectieve referentieprojecten, in plaats van referentieprojecten waarbij het merendeel van de projecten uit kan (zoals voor de huidige technieken in de SDE+ geldt). Doordat projecten niet boven het basisbedrag mogen aanbieden om overstimulering te voorkomen, leidt dit tot de mogelijkheid dat een 'duur' project binnen een techniek die kosteneffectief is in het totale spectrum van technieken niet kan aanbieden op de SDE++, terwijl dit project wel kosteneffectiever kan zijn dan een 'goedkoop' project uit een minder kosteneffectieve techniek dat wel aanspraak maakt op subsidie. Hoewel deze beleidskeuze de algehele efficiëntie vermindert, verlaagt dit ook het risico op overstimulering

binnen een techniek waardoor wij dit in ieder geval voor de eerste openstelling van de nieuwe technieken een logische keuze vinden.;

- **De aansluiting van nieuwe technieken bij generieke methodiek:** Er zit meer spreiding tussen de uitgangssituaties en kosten van projecten binnen bepaalde nieuwe technieken (CCS, industriële restwarmte en waterstof) dan in projecten binnen bestaande technieken. Doordat de basisbedragen worden berekend op basis van een generiek referentieproject is de afwijking van het referentieproject waarschijnlijk groter voor de nieuwe technieken. Dit vergroot het risico op onder- of overstimuleren van projecten in deze technieken. Hierdoor is het toelaten van deze technieken aan de generieke methodiek van de SDE++ een risico op de effectiviteit van de regeling.

Conclusies

De wens om een breder palet aan BKG reducerende maatregelen te stimuleren is begrijpelijk in het licht van het klimaatakkoord. Het stimuleren van BKG reducerende maatregelen - naast duurzame energieopwekking - brengt echter uitdagingen met zich mee. Voor het correct prioriteren van maatregelen dient namelijk voor ieder project de subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂ te worden bepaald. Voor deze omrekening zijn meer variabelen, aannames en voorspellingen van belang dan wanneer enkel duurzame energieopwekkingstechnieken met elkaar worden vergeleken op basis van kosten per kWh hernieuwbare energie. Hierbij is het belangrijk om te benadrukken dat deze uitdagingen inherent zijn aan het verbreden van het klimaatbeleid en niet specifiek worden veroorzaakt door het ontwerp van de SDE++ regeling.

De beleidskeuze om andere BKG reducerende maatregelen op te nemen in de SDE++ betekent dat deze uitdagingen in de SDE++ worden aangegaan. Dit leidt ertoe dat de effectiviteit van de SDE++ afhankelijk wordt van het uitkomen van voorspellingen over de emissiefactor in 2030 en de lange termijn elektriciteits-, gas- en ETS-prijs. Hierdoor neemt de kans toe dat de inschatting van de subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂ afwijkt van de praktijk. Deze toegenomen invloed van inschattingen van toekomstige ontwikkelingen zorgt ervoor dat de SDE++ onvermijdelijk minder robuust is dan de SDE+. Het is dus waarschijnlijk dat er straks, terugkijkend naar de subsidiebeslissingen, meer onvolkomenheden zullen blijken te zitten in de subsidietoekenning dan nu in de SDE+ het geval is.

De vijf “nieuwe” technieken (grootschalige warmtepomp, elektrische boilers, industriële restwarmte, waterstofproductie en CCS) sluiten over het algemeen minder goed aan bij de methodiek van de SDE doordat deze technieken aan één of meerdere van de volgende eigenschappen voldoen:

- Afhankelijkheid van gezamenlijke infrastructuur: CCS- en restwarmteprojecten zijn afhankelijk van gezamenlijke infrastructuur waarin de SDE++ niet voorziet. Dit is met name voor deze technieken van belang omdat het om een klein aantal infrastructurele projecten gaat die de ontsluiting van een groot deel van het marktpotentieel bepalen;
- Grote spreiding uitgangssituaties en kosten: Voor alle nieuwe technieken behalve waterstofproductie geldt dat de uitgangssituaties van projecten binnen een techniek aanzienlijk verschillen waardoor het lastiger is een representatief referentieproject te bepalen wat de kans op over- of ondersubsidiëring vergroot;
- Bredere bijdrage aan energietransitie dan enkel BKG-emissiereductie: Elektrische boilers, warmtepompen en waterstof leiden niet alleen tot vermeden BKG-emissies, maar maken ook een groter aandeel variabele, hernieuwbare elektriciteitsbronnen mogelijk en dragen bij aan

verduurzaming in uitdagende sectoren (bijv. zware industrie en transport). Door enkel te kijken naar de (korte termijn) BKG-emissiereductie worden deze technieken niet volledig op waarde geschat;

- Onvoldoende marktrijp: Waterstofproductie is nog onvoldoende marktrijp om effectief te worden gestimuleerd door de SDE++. Zelfs onder andere aannames en uitgangspunten dan in het conceptontwerp is BKG-reductie middels waterstofproductie aanzienlijk minder kosteneffectief dan BKG-reductie met andere technieken. Hierdoor past waterstofproductie vooralsnog minder goed in de regeling.

In onze ogen is het gelukt om een *werkbaar* instrument te creëren waarmee gestuurd kan worden op verwachte kosteneffectieve BKG-reductie. Wij hebben geen aandachtspunten geïdentificeerd waardoor de methodiek als geheel in de praktijk niet zou werken. Het is wel mogelijk dat bepaalde technieken niet goed uit de startblokken komen omdat de regeling de inherente barrières niet voldoende wegneemt. Gezien de recente aanpak in het klimaatakkoord met afspraken en doelen per sector, is het op termijn wel de vraag of de hoge mate van techniekneutraliteit - zoals in de SDE++ - gewenst is. Wanneer overwogen wordt om af te stappen van techniekneutraliteit en concurrentie tussen de sectoren, ontstaan er mogelijkheden om de inherente uitdagingen die voortvloeien bij de wens om een breder palet aan BKG-reducerende maatregelen te ondersteunen op een alternatieve manier aan te gaan. Deze opties zijn echter niet onderzocht in deze review.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding van de opdracht

In het licht van de nieuw aangenomen klimaatwet, waarin Nederland zich committeert aan een 49% broeikasgas (BKG) emissiereductie t.o.v. 1990 in 2030 en 95% in 2050, is ervoor gekozen de SDE+ om te vormen van een subsidieregeling voor enkel hernieuwbare energie naar een regeling die een breder scala aan BKG-emissie reducerende technieken ondersteunt - de SDE++. Op deze manier kan de regeling niet alleen bijdragen aan BKG-emissiereducties in de energiesector, maar ook in andere delen van de economie, onder andere in de industrie. De verbreding van de SDE+ naar de SDE++ vergt een aantal grote veranderingen in de rangschikkingsmethodiek en de achterliggende methodologische uitgangspunten en aannames. De uitdaging hierbij is om de SDE++ wel te verbreden - en daarmee meer broeikasgasreductie te realiseren - maar de kracht van het huidige SDE+ systeem, met haar nadruk op kosteneffectiviteit, zoveel mogelijk te behouden. In deze opdracht is het voorlopige ontwerp van de SDE++ tegen het licht gehouden om te beoordelen of dit ontwerp in praktijk gaat werken en er een coherent, efficiënt en effectief pakket van maatregelen ontstaat, waarbij de reeds door de SDE+ gesteunde technieken en de nieuwe technieken op transparante wijze met elkaar kunnen concurreren om zodoende het beschikbare budget zo kosteneffectief mogelijk in te zetten voor het realiseren van BKG-emissiereducties.

1.2 Afbakening en doel van de opdracht

Het doel van dit project is het ondersteunen van het ministerie van EZK door een grondige analyse van het huidige ontwerp van de SDE++. Hierbij ligt de focus op het beoordelen van de wijzigingen ten opzichte van de huidige SDE+ die voor de openstelling in 2020 beoogd worden. Deze wijzigingen omvatten veranderingen in het ontwerp van de regeling (concept, methodologie, aannames) en in de bredere selectie van technieken die in aanmerking komen voor subsidie in de vernieuwde regeling. De afbakening van het onderzoek is schematisch weergegeven in Figuur 1-1 waarin de groene vlakken de primaire scope van dit onderzoek aangeven.

Figuur 1-1 Afbakening onderzoek

		Technieken			
		SDE+ 2019	SDE++ 2020 'Uitbreiding'	SDE++ 2020 'Nieuw'	SDE++ 2021
Ontwerp	Basisbedrag	Slechts lichte beoordeling (grotendeels gelijk aan huidige SDE+ regeling)	Slechts lichte beoordeling (grotendeels gelijk aan huidige SDE+ regeling)	In scope	Slechts lichte beoordeling (nog veel aanvullend onderzoek nodig)
	Correctiebedrag				
	Bodemprijs				
	Toekennings- voorwaarden				
	Vermeden CO ₂ emissies (nieuw)	In scope	In scope		
	Subsidiebehoefte (nieuw)				

In Figuur 1-1 zijn de belangrijkste elementen binnen het ontwerp weergegeven, bestaande uit:

- Elementen die al in de huidige regeling bestaan en in vergelijkbare vorm behouden zullen blijven in de nieuwe regeling: Basisbedrag, correctiebedrag, bodemprijs⁴ en toekenningsvoorwaarden (o.a. realisatietermijn en vereiste vergunningen). Voor deze elementen ligt de focus op het beoordelen of deze ook goed toepasbaar zijn voor de nieuwe technieken.
- Elementen die aan de huidige regeling toegevoegd worden om de regeling te kunnen verbreden naar emissie-reducerende maatregelen: De inschatting van de vermeden CO₂-emissies bij het gebruik van de techniek en de berekening van de subsidiebehoefte per ton vermeden CO₂-emissies voor de rangschikking van aanvragen voor toekenning van subsidies. Voor deze elementen beoordelen we zowel voor de huidige als de nieuwe selectie van technieken of ze toepasbaar zijn.

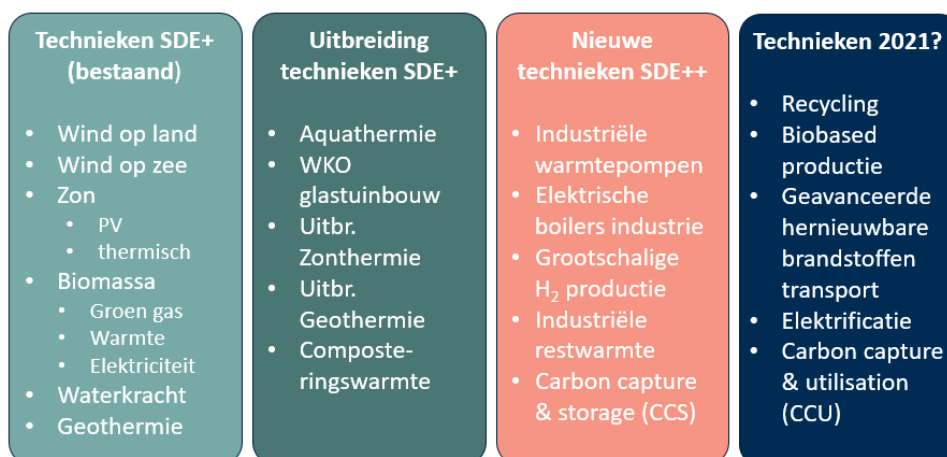
(Merk op dat we hier en in het vervolg van het rapport spreken over vermeden CO₂-emissies in plaats van vermeden BKG-emissies. Dit omdat er met de huidige selectie van technieken in de SDE++ enkel CO₂-emissies gereduceerd zullen worden.)

Verder zijn de technieken die in overweging genomen worden in Figuur 1-1 onderverdeeld in:

- **SDE+ 2019 ‘Bestaand’**: Technieken die al in de SDE+ (2019) opgenomen zijn en waarvoor dus enkel de nieuwe elementen van het ontwerp beoordeeld zullen worden.
- **SDE++ 2020 ‘Uitbreiding’**: Technieken die in 2020 toegevoegd worden waarbij de regeling volgens vergelijkbare methodologie en uitgangspunten als bestaande technieken ingericht kan worden. Voor deze technieken richten we ons ook enkel op de toepasbaarheid van de nieuwe elementen.
- **SDE++ 2020 ‘Nieuw’**: Technieken die in 2020 toegevoegd worden en dusdanig verschillen van de huidige selectie van technieken dat onderdelen van de methodologie en uitgangspunten substantieel anders ingevuld moeten worden dan tot dusverre bij bestaande technieken is gedaan. Voor deze technieken richten we ons onderzoek dan ook zowel op de huidige als de nieuwe elementen in het ontwerp van de regeling.
- **SDE++ 2021**: Technieken waarvan onderzocht wordt of deze in of na 2021 toegevoegd kunnen worden aan de regeling. Voor de meeste van deze technieken loopt nog aanvullend onderzoek om de haalbaarheid en wenselijkheid hiervan in te schatten. Wij zullen slechts een korte beschouwing van de toepasbaarheid van de SDE++ voor deze technieken geven.

Figuur 1-2 geeft een overzicht van welke technieken in welk van de vier bovengenoemde groepen vallen.

⁴ Voorheen basisenergieprijs

Figuur 1-2 Overzicht technieken voor de vier groepen


Voor deze scope zijn de volgende onderzoeksdoelen gedefinieerd:

1. Beoordelen belangrijkste ontwerpkeuzes: ‘gaat het goed werken’, met name de:
 - a. Aannames, uitgangspunten en methodologie voor het bepalen van de vermeden CO₂-emissies en de subsidiebehoefte;
 - b. Aannames en uitgangspunten voor het vaststellen van basisbedrag, correctiebedrag, bodemprijs en toekenningsvoorwaarden voor nieuwe technieken.
2. Beoordelen selectie vijf ‘nieuwe’ technieken, met betrekking tot:
 - a. Praktische haalbaarheid: is er een goede fit tussen deze technieken en het ontwerp van de SDE++?
 - b. Systeemeffecten: hoe beïnvloeden de nieuwe technieken de werking van het systeem als geheel? Waar komen ze in de rangorde te staan wat betreft subsidiebehoefte? En kan het volume van de aanvragen voor de nieuwe technieken een substantiële invloed hebben op de beschikbaarheid van middelen voor andere technieken?
3. Beoordelen coherentie van de regeling, waarbij onderscheid gemaakt wordt in:
 - a. De interne consistentie van de SDE++ en onderlinge coherentie van toegepaste uitgangspunten en aannames voor de verschillende technieken;
 - b. De coherentie met andere beleidsinstrumenten en -doelen.
4. Identificeren en beoordelen van de belangrijkste risico’s die voortkomen uit het nieuwe ontwerp en de nieuwe selectie van technieken, inclusief waar mogelijk aandragen van beheersmaatregelen of oplossingsrichtingen.

Hierbij dient aangegeven te worden dat dit onderzoek geen volledige analyse van de werking van het systeem omvat en dat daardoor geen allesomvattende conclusies wat betreft de verwachte efficiëntie en effectiviteit gegeven kunnen worden in het kader van de klimaatdoelstellingen. Met name de hoogte van de subsidiebudgetten en de marktpotentie voor de verschillende technieken zijn factoren die hierbij een grote rol spelen, maar die geen onderdeel van dit onderzoek vormen. De beoordeling van het systeem als geheel in dit onderzoek richt zich dan ook met name op de invloed van de ontwerpkeuzes en selectie van technieken op de rangschikking van technieken.

1.3 Opbouw van dit rapport

Dit rapport is als volgt ingedeeld:

1. **Inleiding**
2. **Beoordeling ontwerpkeuzes per element:** in dit hoofdstuk beoordelen we hoe de huidige elementen (o.a. basisbedrag) op nieuwe technieken toegepast zijn en hoe de nieuwe elementen (o.a. subsidiebehoefte) op alle technieken toegepast zijn. De keuzes worden beoordeeld op een drietal criteria: objectiviteit, robuustheid en consistentie. Op basis hiervan worden ook aandachtspunten geïdentificeerd waar een verdere risicoanalyse voor zal worden uitgevoerd.
3. **Beoordeling systeemwerking:** in dit hoofdstuk beoordelen we hoe het ontwerp SDE++ voor de gehele selectie van technieken zal werken. Hierbij beoordelen we de voorlopige rangschikking, invloed van plafonds en de invloed van de keuze wat betreft de rangschikkingsmethode.
4. **Beoordeling coherentie ontwerp:** in dit hoofdstuk beoordelen we of alle onderdelen van het ontwerp tezamen een coherent geheel vormen. Inconsistenties worden als aandachtspunt aangemerkt voor verdere risicoanalyse. Verder wordt beoordeeld in hoeverre de beleidsmaatregelen in het ontwerp SDE++ coherent zijn met andere beleidsmaatregelen en klimaat- en energiedoelstellingen.
5. **Risicoanalyse:** in dit hoofdstuk verzamelen we alle aandachtspunten die in de voorgaande hoofdstukken geïdentificeerd zijn en beoordelen we de risico's die deze met zich meebrengen. Voor de belangrijkste risico's adviseren we de wat ons betreft meest logische vervolgstappen inclusief eventuele beheersmaatregelen.
6. **Overwegingen inpassing extra technieken na 2020:** In dit hoofdstuk presenteren we een aantal overwegingen wat betreft de verdere uitbreiding van de technieken onder de SDE++ na 2020.
7. **Conclusies:** op basis van de voorgaande hoofdstukken, presenteren we onze conclusies met betrekking tot de onderzoeksvragen.

2 Beoordeling ontwerpkeuzes per element

In dit hoofdstuk beoordelen we ontwerpkeuzes en aannames voor de individuele elementen van het SDE++ ontwerp. Hierbij identificeren we eerst de belangrijkste uitdagingen bij het toepassen van de huidige elementen (o.a. basisbedrag en correctiebedrag) op de vijf nieuwe technieken. Vervolgens identificeren we de uitdagingen die voortkomen uit het toepassen van de nieuwe elementen van de SDE++ (vermeden CO₂ en subsidiebehoefte).

In de laatste sectie (2.7) beoordelen we de keuzes die gemaakt zijn om de belangrijkste uitdagingen te adresseren aan de hand van de beoordelingscriteria objectiviteit, robuustheid en consistentie. Hierbij presenteren we ook een overzicht van de belangrijkste uitdagingen per techniek.

2.1 Basisbedrag

2.1.1 Introductie

Het basisbedrag is gedefinieerd als de kostprijs van een emissie-reducerend project uitgedrukt per volume-eenheid (bijv. kWh) geproduceerd over de subsidieduur en geldt als het maximale bedrag waarvoor projecten een subsidieaanvraag in kunnen dienen.⁵ Het basisbedrag is een element dat al bestaat in de huidige SDE+ en waarmee dus reeds ervaring is opgedaan met het toepassen op de huidige selectie van technieken. Deze beoordeling richt zich dan ook enkel op de toepassing van het basisbedrag voor de nieuwe technieken.

Voor de berekening van het basisbedrag is een breed scala aan parameters noodzakelijk, waaronder technische parameters (vermogen, efficiëntie, vollasturen), kosten parameters (investeringskosten, O&M kosten en energiekosten), financiële parameters (inflatie, kapitaalskosten, belasting) en parameters met betrekking tot de levensduur, afschrijvingstermijn en subsidietermijn. Om hier een objectieve inschatting van te maken, is een belangrijke voorwaarde dat er voldoende informatie uit de markt beschikbaar is. Hiernaast moeten er een aantal inschattingen / keuzes gemaakt worden om de basisbedragen te kunnen berekenen. De belangrijkste zijn in Tabel 2-1 samengevat.

Tabel 2-1 Belangrijkste inschattingen en keuzes die gemaakt moeten worden bij de bepaling van het basisbedrag

Inschatting / keuze	Meest gangbare opties	Van invloed op (parameters)
Kostenniveau referentieproject	<ul style="list-style-type: none"> Merendeel projecten kan gerealiseerd worden (standaard) Kosteneffectief project (alternatief) 	<ul style="list-style-type: none"> Investeringskosten O&M kosten
Aantal vollasturen	<ul style="list-style-type: none"> Baseload (8000 uur) Flexibel 	<ul style="list-style-type: none"> Productie/afzet Elektriciteitsprijs Emissiefactor⁶
Inschatting projectrisico	<ul style="list-style-type: none"> Hoog Laag (tot nu toe enkel voor zon PV en wind toegepast) 	<ul style="list-style-type: none"> Rendement op eigen vermogen Verhouding vreemd vermogen / eigen vermogen
Inschatting economische levensduur	<ul style="list-style-type: none"> 12 jaar 15 jaar 	<ul style="list-style-type: none"> Termijn cashflowprojectie Looptijd subsidie Inschatting restwaarde

⁵ Echter niet het totale bedrag zal als subsidie uitgekeerd worden aangezien een deel door de markt vergoed wordt.

⁶ De emissiefactor is geen onderdeel van de berekening van het basisbedrag, maar wel een belangrijke parameter voor het bepalen van de rangschikking. De emissiefactor wordt behandeld in sectie 2.5.

2.1.2 Identificatie uitdagingen

Op basis van de conceptadviezen⁷ en een aantal interviews met de betrokken partijen hebben wij de belangrijkste uitdagingen geïdentificeerd bij de bepaling van het basisbedrag voor de vijf nieuwe technieken.

Beschikbaarheid marktinformatie

In de conceptadviezen wordt de beperkte beschikbaarheid van marktinformatie met name als een uitdaging benoemd voor CCS. Dit deels als gevolg van het beperkte aantal potentiële CCS-projecten in de markt, maar ook deels als gevolg van een informatie asymmetrie tussen de markt en de overheid waardoor niet alle in de markt aanwezige informatie beschikbaar was voor PBL. Voor de andere technieken is deze uitdaging volgens PBL minder relevant.

Spreiding kosten

Het standaard uitgangspunt voor het bepalen van het kostenniveau van het referentieproject is dat dit een niveau moet zijn waarbij de meerderheid van de projecten binnen de categorie gerealiseerd kan worden. Dit uitgangspunt is goed toepasbaar bij categorieën met een hoog volume aan projecten en een beperkte spreiding van de kosten, zoals bijvoorbeeld bij zon-PV en wind. Maar wanneer er slechts een beperkt aantal projecten (en datapunten) zijn en/of wanneer de datapunten een grote spreiding vertonen, is dit uitgangspunt minder bruikbaar omdat het niet altijd representatief is voor de projecten die de overheid wil stimuleren met de regeling en er een grotere kans op oversubsidiëring bestaat. Daarom wordt in dit soort gevallen gekozen voor een kostenniveau van een kosteneffectief project in plaats van een niveau waarbij de meerderheid van de projecten uit kan.

Voor de vijf nieuwe technieken is het gebrek aan marktinformatie (en daarmee aan datapunten) enkel als een uitdaging geïdentificeerd voor CCS. Hiernaast is er ook een grote spreiding in projectkosten voor grootschalige warmtepompen, elektrische boilers (beide met name in de inpassingskosten), industriële restwarmte (met name in kosten voor verbinding met infrastructuur) en CCS (o.a. in kosten voor aanleg/gebruik van infrastructuur). Verder is er ook voor waterstof aanzienlijke spreiding in datapunten uit de literatuur en uit de markt.

Aantal vollasturen

De inschatting van het aantal vollasturen is uitdagend wanneer het te verwachten aantal vollasturen sterk kan verschillen als gevolg van schommelingen in marktprijzen, eisen van gebruikers/klanten en andere factoren. Wanneer dit het geval is, is de keuze voor een bepaald aantal vollasturen niet representatief voor alle situaties en daarmee onderwerp van discussie. Voor elektrische boilers en waterstofproductie is de keuze van het aantal vollasturen in ieder geval een relevante factor, omdat voor deze technieken zowel toepassingen met een laag als met een hoog aantal vollasturen overwogen worden.

Voor CCS is de keuze van het aantal vollasturen minder relevant aangezien de installatie toegepast zal worden op installaties met een hoog aantal vollasturen en de CCS installatie waarschijnlijk altijd “aan” zal staan. Ook voor industriële restwarmte is het aantal vollasturen minder relevant aangezien er geen flexibele inzet mogelijk is waardoor enkel de beschikbaarheid en vraag naar warmte een rol speelt bij het bepalen van het aantal vollasturen, welke objectiever vast te stellen zijn. Hiernaast wordt er

⁷ Sander Lensink (2019), Conceptadvies SDE++ 2020. Overzicht basisbedragen, rangschikking en uitgangspunten, Den Haag: PBL.

daarbij geen elektriciteit geconsumeerd waardoor er ook geen emissiefactor daarvoor bepaald hoeft te worden. Voor industriële warmtepompen is de verwachting dat deze veelal vollast zullen draaien en is de keuze voor het aantal vollasturen ook minder relevant.

Projectrisico

In de SDE+ en SDE++ worden voor de meeste categorieën dezelfde inschattingen gedaan wat betreft projectrisico en daarmee samenhangend de financieringsstructuur (verhouding eigen vermogen / vreemd vermogen) en de kapitaalkosten. Enkel voor zon PV en windenergieprojecten wordt het risico lager ingeschat. Voor de vijf nieuwe technieken wordt het risico gelijk ingeschat als voor de meeste technieken en daarmee dus hoger dan voor zon PV en wind. Gezien de eigenschappen van de nieuwe technieken achten wij het een juiste inschatting dat deze risicovoller zijn dan zon PV en wind.

Een ander aandachtspunt met betrekking tot de kapitaalkosten is dat deze in het algemeen hoger lijken te zijn dan gangbaar is in de markt. Aangezien dit een algemeen punt is en ook al in de SDE+ zo is, behandelen we dit verder niet in detail in dit rapport.

Inschatting economische levensduur

De inschatting van de economische levensduur is voor alle nieuwe technieken ingeschat op 15 jaar, wat ook de meeste gangbare inschatting is binnen de categorieën die al bestaan in de SDE+. Wij hebben geen noemenswaardige uitdagingen hierbij geïdentificeerd.

2.1.3 Samenvatting belangrijkste uitdagingen

Bij het vaststellen van het basisbedrag hebben wij het gebrek aan marktinformatie, de grote spreiding in projectkosten en de grote variatie in het verwacht aantal vollasturen als belangrijkste uitdagingen geïdentificeerd. Zie Tabel 2-2 voor een overzicht van de relevantie van deze uitdagingen per techniek.

Tabel 2-2 Belangrijkste uitdagingen bij bepaling basisbedragen voor vijf nieuwe technieken

Uitdaging	Relevant voor				
	Grootschalige warmtepomp	Elektrische boilers	Industriële restwarmte	Waterstof-productie	CCS
Gebrek marktinformatie					X
Grote spreiding projectkosten	X	X	X	X	X
Grote variatie verwacht aantal vollasturen		X		X	

2.2 Correctiebedrag

2.2.1 Introductie

Het correctiebedrag vertegenwoordigt de marktwaarde van de geproduceerde energie, de energiedrager (bijv. in het geval van waterstof), de vermeden CO₂-emissies (bijv. in het geval van CCS) of de vermeden energieconsumptie (bijv. bij industriële warmtepompen). Dit bedrag wordt gebruikt om de daadwerkelijk uit te keren subsidie te bepalen, na correctie voor inkomsten vanuit de markt en vermeden kosten. Het correctiebedrag is een element dat al bestaat in de huidige SDE+ en waarmee dus al ervaring is opgedaan met het toepassen op de huidige selectie van technieken. Deze beoordeling richt zich dan ook enkel op de toepassing van het correctiebedrag op de nieuwe technieken.

Voor de berekening van het correctiebedrag moeten eerst de relevante inkomsten en vermeden kosten voor iedere techniek bepaald worden (bijv. inkomsten vanuit geleverde elektriciteit). Daarna moet voor iedere relevante inkomsten/vermeden kosten stroom een representatieve marktindex geselecteerd worden.

2.2.2 Identificatie uitdagingen

Op basis van de conceptadviezen⁸ en een aantal interviews met de betrokken partijen hebben wij de belangrijkste uitdagingen geïdentificeerd bij de bepaling van het correctiebedrag voor de vijf nieuwe technieken.

Bepalen relevante inkomsten en vermeden kosten

Voor grootschalige warmtepompen, elektrische boilers en industriële restwarmte wordt het vermeden gasverbruik voor warmteproductie als vermeden kosten genomen. Dit is ons inziens een voor de hand liggende en logische keuze. Voor waterstof wordt ook vermeden gasverbruik gekozen voor het bepalen van het correctiebedrag in plaats van het corrigeren voor de waarde van de geproduceerde waterstof. Dit is naar onze mening ook een logische keuze gezien het gebrek aan een representatieve marktindex voor waterstof. Voor de bepaling van de hoeveelheid vermeden gasverbruik moet verder nog een "vervangen techniek" gekozen worden (bijv. een gasgestookte boiler). De uitdagingen rondom deze keuze behandelen we niet in deze sectie maar in de discussie rondom vermeden emissies (sectie 2.5).

Verder is voor alle vijf de nieuwe technieken de waarde van de overtollige emissierechten als een inkomstenbron gedefinieerd, behalve bij een deel van de industriële restwarmte categorieën waarbij ingeschat is dat de indieners over het algemeen niet ETS-plichtig zullen zijn.⁹ Dat de waarde van overtollige emissierechten een relevante inkomstenbron is waarvoor gecorrigeerd moet worden is wat ons betreft logisch. We zien echter wel een mogelijk aandachtspunt bij de gekozen aanpak dat er per categorie bepaald wordt of indieners ETS-plichtig zijn, in plaats van dit vast te stellen voor individuele aanvragers op basis van de feitelijke situatie.

Een andere uitdaging die voor alle vijf nieuwe technieken en mogelijk ook een aantal andere technieken geldt is de onduidelijkheid rond de werking van de voorgenomen CO₂-heffing en hoe hiervoor gecorrigeerd zal worden.

Er zijn ook een aantal techniek-specifieke uitdagingen geïdentificeerd. Zo is het voor waterstof de vraag of er voor de inkomsten vanuit geproduceerde zuurstof gecorrigeerd moet worden. En voor industriële restwarmte zijn er uitdagingen rondom het correct corrigeren voor de ETS-prijs in het samenspel met elektriciteitsproductie met een WKK en afname van elektriciteit van de leverancier. Hier gaan we in de paragrafen per techniek verder op in.

Keuze van representatieve marktindex

De marktindex voor de vermeden gasconsumptie kan volgens gelijke methode als in de huidige SDE+ gekozen worden. Hier hebben we geen nieuwe uitdagingen geïdentificeerd.

⁸ Sander Lensink (2019), Conceptadvies SDE++ 2020. Overzicht basisbedragen, rangschikking en uitgangspunten, Den Haag: PBL.

⁹ Aangenomen wordt dat er in de categorieën waarbij restwarmte wordt uitgekoppeld aan een warmteoverdrachtstation of een industrie met een bedrijfsmatig proces, er sprake is van een ETS-bedrijf. Aangenomen wordt dat er in de categorieën waarbij restwarmte wordt uitgekoppeld aan de tuinbouw of utiliteitsbouw, geen sprake is van een ETS-bedrijf. (Mike Muller en Sander Lensink (2019), Conceptadvies SDE++ CO₂-reducerende opties: Industriële restwarmte, Den Haag: PBL.)

Bij de keuze van de marktindex voor overtollige ETS-emissierechten zien we ook geen uitdaging, want dit zal logischerwijs de ETS-marktprijs zijn. De jaargemiddelde ETS-prijs zou in sommige gevallen wel minder representatief kunnen zijn voor de daadwerkelijke waarde van de verkochte rechten door de mogelijkheid om deze op een gunstig moment te verkopen, eventueel over de jaren heen (banking). Maar dit beschouwen we niet als een substantiële uitdaging voor het SDE++ ontwerp.

2.2.3 Samenvatting belangrijkste uitdagingen

De belangrijkste uitdagingen bij het vaststellen van het correctiebedrag voor de vijf nieuwe technieken zijn opgenomen in Tabel 2-3.

Tabel 2-3 Belangrijkste uitdagingen bij bepaling correctiebedragen voor vijf nieuwe technieken

Uitdaging	Relevant voor				
	Grootschalige warmtepomp	Elektrische boilers	Industriële restwarmte	Waterstof-productie	CCS
Wel/niet onderscheid maken in ETS-plicht indieners	X	X	X	X	X
Onduidelijkheid CO ₂ -heffing	X	X	X	X	X
Omgang met zuurstof productie				X	
Correctie ETS-prijs			X		

2.3 Bodemprijs

2.3.1 Introductie

De bodemprijs is de marktprijs waaronder verdere prijsdalingen niet meer gecompenseerd worden met een hogere subsidie. Als prijzen onder deze grens vallen, is het verdere prijsrisico daarmee voor de projectontwikkelaar. De bodemprijs is gedefinieerd als twee derde van de lange termijn prijs voor de marktindices die gebruikt worden als correctiebedrag, waarbij vaste componenten in het correctiebedrag (bijv. energiebelasting) niet met twee derde worden vermenigvuldigd. De bodemprijs is al onderdeel van de huidige SDE+ onder de naam ‘basisenergieprijs’ en wordt dus enkel beoordeeld wat betreft de toepassing op de nieuwe technieken.

Voor de bepaling van de bodemprijs is het belangrijk dat er een methode en data beschikbaar zijn om een inschatting van de prijs op de lange termijn te maken. Hiernaast is het van belang dat er enige voorspelbaarheid van de lange termijn prijs is.

Er dient opgemerkt te worden dat de bodemprijs een belangrijkere rol zal spelen in de SDE++ dan in de SDE+. Waar deze in de SDE+ enkel diende als beperking van het maximale subsidiebedrag bij lage marktprijzen, speelt de bodemprijs in de SDE++ ook een rol in het bepalen van de rangschikking. De (substantiële) uitdagingen die hieruit voortkomen behandelen we in sectie 2.6 (subsidiebehoefte).

2.3.2 Identificatie uitdagingen

Op basis van de conceptadviezen¹⁰ en een aantal interviews met de betrokken partijen hebben wij de belangrijkste uitdagingen geïdentificeerd bij de bepaling van de bodemprijs voor de vijf nieuwe technieken.

Methode en data voor bepalen lange termijn prijs

Voor de vijf nieuwe technieken worden de aardgasprijs en CO₂-prijs als marktindex gebruikt. Het bepalen van de lange termijn prijs voor aardgas is al onderdeel van de huidige SDE+ en kan dus volgens de bestaande aanpak - met de bestaande onzekerheden - worden bepaald. De bepaling van de lange termijn prijs voor CO₂ is een nieuw onderdeel waarvoor de ETS-prijs als marktindex is geselecteerd. Hierbij is een eerste uitdaging dat er weinig/geen ervaring met het inschatten van een lange termijn prijs voor CO₂ is, waardoor het lastiger is om de verschillende methodes voor het bepalen van een voorspelling met elkaar te vergelijken.

Voorspelbaarheid lange termijn prijs

De voorspelbaarheid van de ETS-prijs is een tweede uitdaging. De ETS-prijs wordt sterk beïnvloedt door (veranderende) wet- en regelgeving (bijvoorbeeld eventuele aanpassingen van ETS in verband met akkoord van Parijs) en de ervaring heeft geleerd dat de ETS-prijs erg gevoelig is voor algemene economische ontwikkelingen.¹¹ De lange termijn ETS-prijs is daarmee slechter te voorspellen. Als het recente wetsvoorstel voor een nationale minimumprijs voor ETS-emissierechten¹² wordt aangenomen, kan dit er wel voor zorgen dat het risico op veel lagere ETS-prijzen dan verwacht wordt verminderd voor de elektriciteitssector.

2.3.3 Samenvatting belangrijkste uitdagingen

De belangrijkste uitdagingen bij het vaststellen van de bodemprijs voor de vijf nieuwe technieken zijn opgenomen in Tabel 2-4.

Tabel 2-4 Belangrijkste uitdagingen bij bepaling bodemprijs voor vijf nieuwe technieken

Uitdaging	Relevant voor				
	Grootschalige warmtepomp	Elektrische boilers	Industriële restwarmte	Waterstof-productie	CCS
Gebrek aan ervaring met methodes voor bepalen lange termijn ETS-prijs	X	X	X	X	X
Beperkte voorspelbaarheid lange termijn ETS-prijs	X	X	X	X	X

¹⁰ Sander Lensink (2019), Conceptadvies SDE++ 2020. Overzicht basisbedragen, rangschikking en uitgangspunten, Den Haag: PBL.

¹¹ Hierbij moet wel aangegeven worden dat er in de nieuwe ETS-regeling dempende en corrigerende maatregelen zijn opgenomen om volatiliteit te beperken.

¹² <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2019/06/04/wetsvoorstel-minimum-co2-prijs-elektriciteitsopwekking>

2.4 Toekenningsvoorwaarden

2.4.1 Introductie

Voor toekenning van de subsidie onder de SDE+ en SDE++ worden verschillende voorwaarden gesteld, onder andere met betrekking tot de termijn waarbinnen het project gerealiseerd moet worden en de noodzaak om al in het bezit te zijn van vergunningen bij het indienen van de subsidieaanvraag. Hiernaast moet het project ook aan techniek-specifieke criteria voldoen om gehonoreerd te worden.

Deze voorwaarden zijn uiteengezet in de algemene uitvoeringsregeling en de aanwijzingsregeling stimulering duurzame energieproductie. Op het moment van schrijven is nog geen volledig concept beschikbaar van deze regelingen voor de SDE++ in 2020. Daarom beperken wij ons in deze analyse tot het identificeren van uitdagingen bij de toepassing van de huidige voorwaarden op de vijf nieuwe technieken.

2.4.2 Identificatie uitdagingen

Op basis van de huidige versie van de uitvoeringsregeling en aanwijzingsregeling en een aantal interviews met de betrokken partijen hebben wij de belangrijkste uitdagingen geïdentificeerd bij het toepassen van deze voorwaarden op de nieuwe technieken.

Beschikbaarheid vergunningen

In de SDE+ wordt gesteld dat aanvragen vergezeld moeten zijn van de vergunningen die noodzakelijk zijn voor de realisatie van de productie-installatie. Voor verschillende nieuwe technieken is dit een uitdagende voorwaarde omdat het project hiervoor al in grote mate uitgewerkt moet zijn terwijl er nog geen duidelijkheid is of het project subsidie zal krijgen en daarmee haalbaar is. Toch is dit niet heel verschillend van bestaande categorieën in de SDE+ waarbij ook substantiële inspanningen gedaan moeten worden om vergunningen aan te kunnen vragen, en identificeren we dit dus niet als specifieke uitdaging voor de SDE++.

Realisatietermijn

De algemene uitvoeringsregeling verplicht de subsidieontvanger om binnen 18 maanden nadat de beschikking tot subsidieverlening is ontvangen de onderdelen voor de bouw van de productie-installatie te bestellen. Verder wordt per techniek een maximale duur gespecificeerd waarbinnen de productie-installatie in gebruik genomen moet zijn (meestal binnen 4 jaar, in sommige gevallen eerder). Wanneer dezelfde maximum termijnen van 18 maanden en 4 jaar worden toegepast op de vijf nieuwe technieken, leidt dit met name tot uitdagingen voor technieken die afhankelijk zijn van de realisatie van publieke infrastructuur zoals een CO₂ of warmtenet. In deze gevallen kan de realisatie van het project vertraging oplopen wanneer de infrastructuur niet tijdig gerealiseerd wordt. Daarmee is het specifiek voor restwarmte en CCS de vraag of dezelfde realisatietermijn strikt gehanteerd moet worden of dat er uitzonderingen gespecificeerd moeten worden.

Afhankelijkheid van additionele financiering door derden

In het verlengde van de realisatietermijn is er een mogelijk kip-ei probleem met andere benodigde subsidies. Met name voor waterstof en CCS verwachten wij dat additionele subsidies uit Europa (bijv. vanuit het Innovation fund) onderdeel van de business case zullen zijn. Op moment van aanvragen ligt er wellicht nog geen definitieve subsidietoezegging en er moet dan toch een oordeel geveld worden of er SDE++ budget voor een project gereserveerd gaat worden (wat dan later al dan niet doorgaat afhankelijk van andere subsidies).

2.4.3 Samenvatting belangrijkste uitdagingen

De belangrijkste uitdagingen bij het bepalen van de toekenningsvoorwaarden voor de vijf nieuwe technieken zijn opgenomen in Tabel 2-5.

Tabel 2-5 Belangrijkste uitdagingen bij bepaling toekenningsvoorwaarden voor vijf nieuwe technieken

Uitdaging	Relevant voor				
	Grootschalige warmtepomp	Elektrische boilers	Industriële restwarmte	Waterstof-productie	CCS
Afhankelijkheid publieke infrastructuur in combinatie met realisatietermijnen (18 maanden, 4 jaar)			X		X
Afhankelijkheid toekenning andere subsidies voor realisatie				X	X

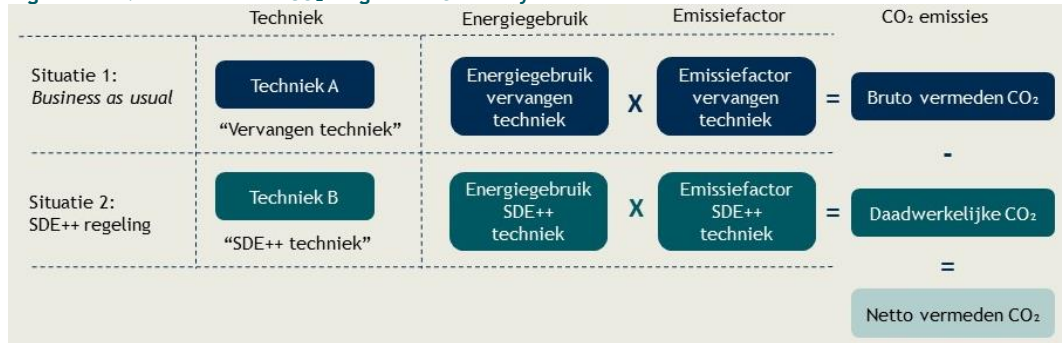
2.5 Vermeden CO₂-emissies

2.5.1 Introductie

De rangschikking van projecten in de SDE++ is gebaseerd op de subsidiebehoefte per netto vermeden CO₂ - niet op het basisbedrag zoals in de SDE+. Vandaar dat het bepalen van de hoeveelheid netto vermeden CO₂ een cruciaal nieuw element is binnen de SDE++. De netto vermeden CO₂ kan worden beschouwd als de theoretische CO₂ reductie voortkomend uit de ingebruikneming van een SDE++ techniek die hierbij het gebruik van een reguliere techniek vervangt of voorkomt. Voor het berekenen van de hoeveelheid netto vermeden CO₂ zijn een aantal begrippen van belang:

- **De SDE++ techniek** - de installatie die in gebruik wordt genomen en (mogelijk) wordt ondersteund door de SDE++;
- **De vervangen techniek** - de installatie die wordt uitgeschakeld of waarvan de inzet wordt verminderd door de ingebruikneming van de SDE++ techniek;
- **Het interne energiegebruik** - de hoeveelheid gas/warmte/elektriciteit/biomassa die nodig is voor het in bedrijf houden van een installatie;
- **De emissiefactor** - de hoeveelheid CO₂-emissies (in kg) die wordt veroorzaakt bij het produceren van 1 kWh gas/warmte/elektriciteit; en
- **CO₂ reductie of toename** - het product van het interne energiegebruik en de emissiefactor.

Figuur 2-1 geeft de berekening van de hoeveelheid netto vermeden CO₂ schematisch weer. De eerste stap is het identificeren van de vervangen techniek. Daarna wordt voor zowel de SDE++ techniek als de vervangen techniek het interne energiegebruik bepaald. Het interne energiegebruik van de vervangen techniek wordt dan vermenigvuldigd met de geldende emissiefactor voor deze techniek (bijvoorbeeld de emissiefactor voor een gasgestookte ketel) om de *vermeden* CO₂-uitstoot te bepalen. Vervolgens wordt het interne energiegebruik van de SDE++ techniek vermenigvuldigd met de geldende emissiefactor voor deze techniek (bijvoorbeeld de emissiefactor voor gebruikte elektriciteit) om de *daadwerkelijke* CO₂-uitstoot te bepalen. De hoeveelheid *netto* vermeden CO₂ is gelijk aan de *bruto vermeden* CO₂ door het voorkomen van de emissies van de vervangen techniek, gecorrigeerd voor de *daadwerkelijke* CO₂-emissies door de ingebruikneming van de SDE++ techniek.

Figuur 2-1 Netto vermeden CO₂ volgens de SDE++ systematiek¹³


Bron: Trinomics o.b.v. conceptadviezen PBL

2.5.2 Identificatie uitdagingen

Voor het praktisch toepasbaar maken van deze methodiek in de SDE++ zijn verschillende keuzes gemaakt. In deze sectie behandelen we de belangrijkste keuzes en identificeren we de belangrijkste uitdagingen voor verdere beoordeling in deze studie.

Algemene emissiefactoren en vervangen technieken

In zijn de algemene ontwerpkeuzes wat betreft de emissiefactoren en de vervangen technieken samengevat. Hierbij maken we onderscheid tussen activiteiten binnen de SDE++ die CO₂-uitstoot *vermijden* en activiteiten die tot *daadwerkelijke* CO₂-uitstoot leiden:

- SDE++ activiteiten één tot en met vier leiden tot *vermeden* CO₂-emissies doordat de inzet van de vervangen techniek wordt verminderd of voorkomen. Als bijvoorbeeld een SDE++ techniek hernieuwbare elektriciteit produceert dan wordt de inzet van een moderne gascentrale (de vervangen techniek) verminderd. Deze gascentrale zou CO₂-emissies veroorzaken door de verbranding van gas (0,352 kg CO₂ per kWh elektriciteit). Door het produceren van 1 kWh hernieuwbare elektriciteit wordt dus de uitstoot van 0,352 kg CO₂ vermeden door het verminderen van gascentrale inzet;
- SDE++ activiteiten vijf tot en met acht leiden (mogelijk) tot CO₂-emissies door extra energiegebruik. Als bijvoorbeeld een SDE++ techniek elektriciteit gebruikt dan wordt hierbij mogelijk extra CO₂ uitgestoten. De emissiefactor voor gebruikte elektriciteit (baseload) is 0,183 kg CO₂ per kWh.

Merk op dat hoeveelheid netto vermeden CO₂ van een specifieke SDE++ optie is opgebouwd uit de *bruto vermeden* uitstoot (door het verminderen van het gebruik van de vervangen techniek) en de *daadwerkelijke uitstoot* die gepaard gaat bij het verbruik van energiedragers door de SDE++ techniek.

¹³ Merk op dat voor sommige technieken de netto vermeden CO₂ niet (alleen) is gebaseerd op emissies door energiegebruik maar (ook) op directe CO₂- of methaanemissies (bijvoorbeeld bij CCS of biomassa-vergisting)

Tabel 2-6 Algemene vervangen technieken en emissiefactoren SDE++, vervangen technieken en emissiefactoren

#	SDE++ activiteit	Vervangen techniek	Emissiefactor (kg CO ₂ /kWh)	
			Vermeden CO ₂ -uitstoot	Daadwerkelijke CO ₂ -uitstoot
1	Geproduceerde elektriciteit	Elektriciteit uit gascentrale	0,352 kg CO ₂ /kWh	-
2	Geproduceerde/geleverde warmte	Gasgestookte ketel	0,226 kg CO ₂ /kWh	
3	Geproduceerd gas	Aardgas	0,183 kg CO ₂ /kWh	
4	Geproduceerde waterstof (elektrolyse)	Steam methane reforming	9 kg CO ₂ /kg H ₂	
5	Gebruikte elektriciteit, flexibel ¹⁴	-	-	0 kg CO ₂ /kWh
6	Gebruikte elektriciteit, baseload ¹⁵			0,183 kg CO ₂ /kWh
7	Gebruikte biomassa ¹⁶			0 kg CO ₂ /kWh
8	Gebruikte warmte			0,226 kg CO ₂ /kWh

Bron: Conceptadvies SDE++ 2020, Overzicht basisbedragen, uitgangspunten en rangschikking (PBL, 26 juli 2019)
De emissiefactoren van SDE++ componenten 1-4 refereren naar de emissiefactoren van de vervangen technieken en de emissiefactoren van componenten 4-8 naar de emissiefactoren van de SDE++ technieken.

In tabel 2-6 valt op dat er twee emissiefactoren zijn geïdentificeerd voor gebruikte elektriciteit: flexibel en baseload. De emissiefactor flexibel geldt voor projecten met een lage bedrijfstijd waar bovendien de productie flexibel kan worden ingezet. Het uitgangspunt in het conceptadvies is dat de elektriciteitsprijs bepalend is voor de productiebeslissing bij dit type projecten. Door de flexibele inzetbaarheid zullen de installaties enkel draaien wanneer de elektriciteitsprijs laag is. Omdat pieken in de productie van hernieuwbare energie leiden tot een lage elektriciteitsprijs is er aangenomen dat flexibele projecten met een lage bedrijfstijd voornamelijk hernieuwbare elektriciteit gebruiken. De baseload emissiefactor geldt voor projecten met een hoge bedrijfstijd (baseload) die hierdoor niet flexibel zijn. Deze projecten zijn niet enkel in bedrijf op het moment dat de elektriciteitsprijs laag is en er relatief veel hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is, maar ook op momenten dat een deel van de elektriciteit uit niet hernieuwbare bronnen wordt opgewekt. De ontwerpkeuze om onderscheid te maken tussen projecten die veelal gebruik maken van hernieuwbare elektriciteit en projecten die gebruik maken van reguliere elektriciteit achten wij juist.

Daarnaast valt het op dat er voor geproduceerde elektriciteit een andere emissiefactor geldt dan voor gebruikte elektriciteit. Het uitgangspunt is dat geproduceerde (hernieuwbare) elektriciteit de inzet van een gascentrale vervangt. Hierbij wordt aangenomen dat de fluctuaties in de elektriciteitsvraag worden gebalanceerd door het verhogen of verlagen van de gascentrale inzet in 2030. Deze ontwerpkeuze is niet geheel nauwkeurig wanneer een hoge penetratiegraad van duurzame energie wordt verondersteld in 2030. Hierbij zal dan namelijk waarschijnlijk een deel van de tijd een overschot aan hernieuwbare elektriciteit opgewekt worden, waardoor geen opwek van gas plaats vindt en er dus ook geen gascentrale inzet terug gedrongen kan worden.

¹⁴ Emissiefactor voor hernieuwbaar elektriciteit

¹⁵ Gemiddelde emissiefactor voor gemiddelde marginale optie 2030

¹⁶ Ketenemissies buiten beschouwing (nog niet gecorrigeerd voor vermeden methaanemissies monomestvergisting)

Scope van emissies

Het bepalen van de netto vermeden CO₂ van een project of product kan op verschillende niveaus: emissiescope één, twee en drie (zie Tabel 2-7). In de SDE++ worden alle directe CO₂-emissies en de indirecte CO₂-emissies door elektriciteitsgebruik meegenomen.¹⁷ Hierbij is er voor gekozen om overige indirecte emissies, zoals ketenemissies, buiten beschouwing te laten.

Tabel 2-7 Scope van emissies binnen de SDE++

Emissie-scope	Betekenis	Rol in SDE++
Scope 1	Directe CO ₂ -emissies door verbranding fossiele energie	Volledig meegenomen
Scope 2	Indirecte CO ₂ -emissies door ingekochte energie	Deels meegenomen (enkel elektriciteit)
Scope 3	Overige indirecte CO ₂ -emissies, zoals ketenemissies	Niet meegenomen

De ontwerpkeuze om enkel directe emissies en indirecte emissies uit elektriciteitsgebruik mee te nemen in de berekening achten wij begrijpelijk. Hoewel het in theorie nauwkeuriger is om alle CO₂-emissies (scope één, twee en drie) op te nemen in de berekening, is dit in de praktijk (nog) te uitdagend in de SDE++ context. De overige scope twee en de scope drie emissies zijn namelijk erg project specifiek en vaak erg lastig precies vast te stellen. Bovendien is het door de grote spreiding van datapunten van emissies *binnen* categorieën niet wenselijk om met gemiddeldes te werken.

Hoewel we de algemene scope van emissies als een gepaste keuze zien, zien we wel een mogelijk aandachtspunt bij de toepassing op biomassa technieken. De ketenemissies van biomassa zijn niet meegenomen in de emissiefactor voor biomassagebruik. Hoewel dit consequent is met de andere technieken (enkel scope 1 en indirecte emissies uit elektriciteitsgebruik worden meegenomen) beïnvloedt deze keuze voornamelijk de vermeden CO₂ van biomassa opties. De ketenemissies van biomassa zijn namelijk aanzienlijk hoger dan de ketenemissies van andere hernieuwbare elektriciteit technieken zoals zon-PV of wind (zie sectie 2.7.7).¹⁸

Jaar emissiefactor (2030)

In de methodiek is ervoor gekozen om met de verwachte emissiefactoren van 2030 te werken. Door deze ontwerpkeuze worden de daadwerkelijke indirecte CO₂-emissies door elektriciteitsgebruik in de periode tot 2030 onderschat, maar de emissies in de periode na 2030 waarschijnlijk overschat. Het aandeel hernieuwbare elektriciteit in de elektriciteitsmix zal naar verwachting immers toenemen. De keuze om met de emissiefactor van 2030 te werken achten we begrijpelijk; dit lijkt een redelijk representatief jaar doordat het ongeveer halverwege de looptijd van de eerste projecten ligt. Om de emissiefactor representatief te houden is het een optie deze voor nieuwe projecten over een aantal jaar te herzien.

Keuze emissiefactor elektrificatieopties

Zoals eerder aangegeven wordt er bij de bepaling van de emissiefactor voor elektrificatieopties onderscheid gemaakt tussen technieken die flexibel draaien en technieken die vollast draaien. Hierbij wordt per techniek gespecificeerd of deze flexibel ingezet zal worden (ja/nee) en hoeveel vollasturen deze techniek zal draaien. Hierbij zijn drie type technieken te onderscheiden:

¹⁷ Dit geldt enkel voor technieken met een aanzienlijk elektriciteitsgebruik

¹⁸ Pehl et al. (2017) - Understanding future emissions from low-carbon power systems by integration of life-cycle assessment and integrated energy modelling

1. Technieken waarvan aangenomen wordt dat ze baseload draaien (8000 uur);
2. Technieken waarvan wordt aangenomen dat ze niet vollast draaien, maar ook niet flexibel inzetbaar zijn;
3. Technieken waarvan aangenomen wordt dat ze flexibel draaien wanneer de elektriciteitsprijs laag genoeg is. Hierbij zal ook een aanname gedaan moeten worden wat betreft het aantal vollasturen waarop ze draaien.

Om de subsidiebehoefte voor deze technieken te bepalen moet een emissiefactor voor de gebruikte elektriciteit gekozen worden. Deze keuze is per definitie lastig objectief te maken aangezien deze afhangt van de ontwikkelingen tijdens de levensduur van de technieken waarbij een groot aantal factoren een rol spelen, zoals het aandeel van hernieuwbare energiebronnen, de mate waarin flexibiliteitsopties op schaal toegepast zullen worden, de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag en de kosten van brandstoffen (gas, biomassa). Dit samenspel leidt tot een dynamisch vraagstuk waarbij niet volledig te overzien is wat de consequentie van stimulering van bepaalde technieken zal zijn.

De keuze van een juiste emissiefactor voor de verschillende type elektrificatieopties (flexibel/baseload) is daarmee een duidelijke uitdaging bij het ontwerp van de SDE++. Toch denken we dat er met een aantal aannames en simplificaties wel goed uitlegbare keuzes gemaakt kunnen worden. Hierbij stellen wij de volgende logica voor:

1. Gebruik de verwachte elektriciteitsmix van 2030 als de basis. In deze energiemix zijn twee dominante typen elektriciteitsbronnen:
 - a. Variabele hernieuwbare bronnen met zeer lage marginale kosten
 - b. Gascentrales met hogere marginale kosten
2. Maak voor **flexibele technieken** onderscheid in de volgende twee situaties:
 - a. Situatie A: Elektriciteitsprijs op de markt is lager dan marginale kosten van een gascentrale
 - i. In deze situatie is de mix vrijwel 100% hernieuwbaar want de prijs is niet hoog genoeg voor gascentrales om te draaien
 - ii. Extra elektriciteitsconsumptie in deze situatie leidt tot:
 1. Betere benutting van hernieuwbare capaciteit, in zoverre er anders curtailment zou zijn.
 2. Betere prijs voor hernieuwbare elektriciteit, waardoor de business case van hernieuwbare elektriciteitsprojecten verbetert en op de lange termijn investeringen in hernieuwbare elektriciteit gestimuleerd worden.
 - iii. Door de combinatie van deze twee redenen is het goed uitlegbaar dat extra elektriciteitsconsumptie binnen deze uren voor extra hernieuwbare elektriciteit zorgt, waardoor een emissiefactor van nul passend is.
 - b. Situatie B: Elektriciteitsprijs op de markt is hoger dan de marginale kosten van een gascentrale
 - i. In deze situatie wordt hernieuwbare elektriciteit aangevuld met elektriciteit uit gascentrales
 - ii. Extra elektriciteitsconsumptie in deze situatie leidt enkel tot extra opwekking met gascentrales

- iii. Zonder subsidie zal de hogere elektriciteitsprijs ertoe leiden dat bedrijven hun flexibele elektrificatie opties niet / minder gebruiken en in plaats daarvan bijvoorbeeld overstappen op een gasgestookte boiler¹⁹
 - iv. Vanuit de doelstellingen van de SDE++ is er geen sterke voorkeur voor het gebruik van elektrificatie versus gasgestookte opties in deze uren, aangezien beide tot gasverbruik leiden²⁰
 - v. Daarmee lijkt het passend om flexibele opties niet voor meer vollasturen dan situatie A toelaat te stimuleren om zo enkel de flexibele inzet op de uren waarin het gunstig is voor het systeem te stimuleren
3. Maak een inschatting van het aantal uren in 2030 waarin beide situaties plaats vinden:
 - a. Op basis van inschattingen van marktpartijen is er 2000 tot 4000 uur per jaar een overschot aan hernieuwbare elektriciteit (situatie A).
 4. Maximeer het aantal subsidiabele vollasturen voor flexibele opties tot het aantal vollasturen dat situatie A plaats vindt. Hanteer een emissiefactor van nul voor deze technieken.
 5. Voor elektrificatie technieken die vollast draaien of niet flexibel inzetbaar zijn geldt geen vergelijkbare eenduidige logica waarin de technieken bepaalde vormen van opwekking meer of minder belonen. Omdat deze technieken vollast draaien (of op willekeurige uren), stimuleren ze zowel duurzame opwek tijdens situatie A, maar leiden ze ook tot extra opwekking met gascentrales in situatie B. Hierdoor is het passend om voor een emissiefactor te kiezen die een mix van hernieuwbaar en gascentrales vertegenwoordigt. De opties hierbij zijn om te kiezen voor de gemiddelde marginale optie in 2030 of de gemiddelde elektriciteitsmix in 2030. Deze keuze behandelen we in meer detail in sectie 2.7.1 en 5.2.6.

Hierbij dient aangegeven te worden dat er aanzienlijke onzekerheid is in hoe de elektriciteitsmix zich gaat ontwikkelen. Zo zou het aantal uren waarin een overschot aan hernieuwbare elektriciteit ontstaat substantieel hoger kunnen uitpakken wanneer stappen worden gezet naar 100% hernieuwbare elektriciteit. Daarom valt het te overwegen om het aantal vollasturen voor flexibiliteitsopties niet te maximaliseren, maar minder subsidie toe te kennen bij een toenemend aantal vollasturen. Dit zou in lijn kunnen met een emissiefactor die geleidelijk oploopt naar de emissiefactor voor baseload bij een toenemend aantal vollasturen. Het probleem hierbij is echter dat wanneer het aantal uren richting baseload gaat, er een inconsistente aanpak ontstaat ten opzichte van baseload. De gemiddelde emissiefactor voor een flexibele optie is dan namelijk aanzienlijk lager dan voor een baseload optie (want 2000 tot 4000 uur voor nul en daarna licht oplopend naar gemiddelde mix versus alle uren voor gemiddelde mix bij baseload), terwijl beiden baseload draaien. Hierdoor beoordelen wij dit niet als een werkbare oplossing en adviseren wij het aantal vollasturen voor flexibele opties te maximaliseren.

2.5.3 Samenvatting belangrijkste uitdagingen

Bij de analyse van de hoeveelheid netto vermeden CO₂ hebben wij de afwegingen wat betreft het juiste uitgangsjaar voor de emissiefactor, het kiezen voor de marginale of gemiddelde elektriciteitsmix en de relatie tussen het aantal vollasturen en de emissiefactor als belangrijkste uitdagingen geïdentificeerd. Zie Tabel 2-8 voor een overzicht van de relevantie van deze uitdagingen per techniek.

¹⁹ Ervan uitgaande dat beide boilers een vergelijkbare efficiëntie hebben, waardoor de route waarbij gas eerst omgezet wordt in elektriciteit (e-boiler) altijd slechter uitkomt door conversieverliezen.

²⁰ Er zou zelfs een voorkeur voor gasgestookte boilers beargumenteerd kunnen worden, aangezien direct warmte genereren efficiënter is dan eerst elektriciteit te genereren en die vervolgens om te zetten in warmte, en dus minder CO₂-uitstoot veroorzaakt

Tabel 2-8 Belangrijkste uitdagingen bij bepaling hoeveelheid netto vermeden CO₂ voor vijf nieuwe technieken en hernieuwbare energie projecten

Uitdaging	Relevant voor					
	Grootschalige warmtepomp	Elektrische boilers	Industriële restwarmte	Waterstof-productie	CCS	Hernieuwbare energie projecten
Emissiefactor 2030	X	X	X	X		X
Keuze emissiefactor baseload	X			X		
Keuze emissiefactor flexibel		X		(X) ²¹		
Keteneffecten biomassa						X (enkel biomassa)

2.6 Subsidiebehoefte

2.6.1 Introductie

De rangschikking van projecten in de SDE++ is gebaseerd op de maximale subsidiebehoefte per hoeveelheid netto vermeden CO₂. De subsidiebehoefte is gelijk aan het verschil tussen het basisbedrag en de bodemprijs.²²

2.6.2 Identificatie uitdagingen

De uiteindelijke subsidiebehoefte volgt direct uit het verschil tussen het basisbedrag en de bodemprijs en is daardoor relatief eenvoudig te berekenen. Er zijn daarom geen *extra* uitdagingen geïdentificeerd voor het bepalen van de subsidiebehoefte. De geïdentificeerde uitdagingen voor het basisbedrag en de bodemprijs zijn echter ook relevant voor de subsidiebehoefte, maar worden hier niet besproken (zie secties 2.1 en 2.3 respectievelijk).

We hebben wel een uitdaging geïdentificeerd als gevolg van de extra parameters die noodzakelijk zijn voor het bepalen van de subsidiebehoefte. In de SDE+ werd gerangschikt op basisbedrag en indieningsdatum. Hiervoor was het van belang dat er een nauwkeurige inschatting van de *huidige* kosten van een techniek gemaakt werd, maar was het niet noodzakelijk om een oordeel te vellen over de *toekomstige* waarde van parameters zoals de lange termijn prijs voor elektriciteit, gas en ETS-rechten.²³ In de SDE++ zijn daarentegen wel inschattingen van toekomstige prijzen nodig om de lange termijn prijs te bepalen die nodig is voor het berekenen van de bodemprijs en daarmee de subsidiebehoefte. Hiernaast is ook een inschatting van toekomstige emissiefactoren noodzakelijk voor het berekenen van de vermeden CO₂-emissies en wordt voor de elektrificatie opties ook een lange termijn elektriciteitsprijs gebruikt voor het bepalen van het basisbedrag. Bij de inschatting van al deze parameters bestaat onzekerheid die inherent is aan het maken van voorspellingen. Echter bij de overgang van de SDE+ naar de voorgenomen SDE++ zal deze onzekerheid een rol gaan spelen in de rangschikking, waar dit eerder niet het geval was.

Daarnaast hebben we een uitdaging geïdentificeerd in de definitie van de subsidiebehoefte en het effect van deze definitie op de rangschikking. Onder de huidige definitie van de subsidiebehoefte

²¹ Enkel relevant voor waterstof wanneer referentie project aangepast zou worden naar een lager aantal vollasturen.

²² Uitgaande van de definities uit de kamerbrief "Verbreiding van de SDE+ naar de SDE++"

²³ Een uitzondering is de biomassaprijs, waarvoor in de SDE+ al wel een lange termijn inschatting gemaakt moest worden om het basisbedrag te berekenen.

(basisbedrag - bodemprijs) wordt de subsidiebehoefte mede bepaald door de bodemprijs. De bodemprijs is de marktprijs waaronder verdere prijsdalingen niet meer worden gecompenseerd met een hogere subsidie en is gelijk aan 2/3^e deel van de lange termijn prijs. Onder de huidige definitie is de rangschikking gebaseerd op de *maximale* subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂. Met een alternatieve definitie van de subsidiebehoefte (basisbedrag - lange termijn prijs) kan ervoor worden gekozen om de rangschikking te baseren op de *verwachte* subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂.

Deze alternatieve definitie kan leiden tot een verschuiving in de rangschikking van projecten. Dit komt omdat er verschillende lange termijn prijzen gelden voor verschillende technieken (bijvoorbeeld groothandelselektriciteitsprijs, groothandelsgasprijs en de ETS-prijs). Hierdoor is verhouding tussen het basisbedrag en de lange termijn prijs niet altijd hetzelfde en is de impact wanneer je 2/3^e deel van de lange termijn prijs neemt niet altijd hetzelfde.

Het is mogelijk dat een project (project A) met een lagere *verwachte* subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂ lager in de rangschikking staat dan een project (project B) met een hogere *verwachte* subsidiebehoefte, maar met een lagere *maximale* subsidiebehoefte (zie Tabel 2-9).

Tabel 2-9 Rekenvoorbeeld rangschikking op bodemprijs vs. lange termijn prijs

Parameter	Project A	Project B
Basisbedrag	25	15
Lange termijn prijs	21	10
Bodemprijs (2/3 ^e deel lange termijn prijs)	14	7
Vermeden ton CO ₂	1	1
<i>Maximale</i> subsidiebehoefte (basisbedrag - bodemprijs)	11	8
<i>Verwachte</i> subsidiebehoefte (basisbedrag - lange termijn prijs)	4	5

Uiteindelijk is het een beleidskeuze of de rangschikking wordt gebaseerd op basis van de *verwachte* subsidiebehoefte of de *maximale* subsidiebehoefte. **Volgens ons verdient rangschikken op basis van de *verwachte* subsidiebehoefte de voorkeur omdat dit de meest waarschijnlijke subsidiebehoefte is en zodoende waarschijnlijk tot een meer kosteneffectieve regeling leidt.** Hiervoor zou definitie van de subsidiebehoefte moeten worden aangepast.

2.6.3 Samenvatting belangrijkste uitdagingen

De belangrijkste uitdaging bij het bepalen van de subsidiebehoefte is de keuze om de maximale subsidiebehoefte (o.b.v. bodemprijs) of de verwachte subsidiebehoefte (o.b.v. lange termijn prijs) te gebruiken voor de rangschikking. Deze uitdaging is relevant voor alle technieken die onder de SDE++ vallen.

Tabel 2-10 Belangrijkste uitdagingen bij bepaling toekenningsvoorwaarden voor vijf nieuwe technieken

Uitdaging	Relevant voor					
	Grootschalige warmtepomp	Elektrische boilers	Industriële restwarmte	Waterstof-productie	CCS	Overige technieken
Grotere invloed voorspellingen op rangschikking	X	X	X	X	X	X
Basis voor rangschikking: maximale of verwachte subsidiebehoefte	X	X	X	X	X	X

2.7 Beoordeling ontwerpkeuzes per uitdaging

In voorgaande secties hebben we de belangrijkste uitdagingen in het ontwerpen van de SDE++ geïdentificeerd. In deze sectie zullen we de gemaakte keuzes per uitdaging beoordelen aan de van de criteria in Tabel 2-11. Hierbij beoordelen we eerst de uitdagingen die in het algemeen gelden. Vervolgens behandelen we de uitdagingen die specifiek zijn voor de individuele nieuwe technieken en presenteren we een overzicht van de belangrijkste aandachtspunten per techniek.

Tabel 2-11 Criteria voor beoordeling van afzonderlijke elementen van de SDE++

criterium	Definitie	Relevante onderwerpen
Objectiviteit	De gehanteerde waarde kan neutraal - op data en feiten gebaseerd - worden vastgesteld. Keuzes wat betreft aannames en uitgangspunten zijn goed uitlegbaar.	<ul style="list-style-type: none"> Beschikbaarheid onafhankelijke data Spreiding datapunten Rationale achter keuzes
Robuustheid	De vastgestelde waarde en onderliggende keuzes zijn geldig onder verschillende toekomstscenario's.	<ul style="list-style-type: none"> Variabiliteit en voorspelbaarheid van data voor vaststellen bodemprijs en basisbedrag
Consistentie	De uitgangspunten en aannames zijn gelijk of gelijkwaardig voor alle technieken. Uitzonderingen zijn goed uitlegbaar en leiden niet tot een ongelijk speelveld.	<ul style="list-style-type: none"> Afwijkende uitgangspunten en aannames voor specifieke technieken

2.7.1 Algemeen geldende uitdagingen

Bepalen of indieners ETS-plichtig zijn

Zoals eerder beschreven, zal er voor sommige categorieën gecorrigeerd worden voor de marktwaarde van overtollige emissierechten. Hierbij wordt als criterium gehanteerd of de meerderheid van de aanvragers in een categorie ETS-plichtig zijn. Indien dat het geval is, wordt er voor de hele categorie gecorrigeerd voor de waarde van overtollige emissierechten, ongeacht de situatie van de individuele aanvrager. Hierdoor kan het dus voorkomen dat aanvragers in hun subsidiebedrag wel gecorrigeerd worden voor deze inkomsten, maar in de praktijk niet ETS-plichtig zijn en dus ook geen extra inkomsten generen (of kosten vermijden). Het omgekeerde is ook mogelijk wanneer een categorie als niet ETS-plichtig wordt aangemerkt, maar een aanvrager in de praktijk wel ETS-plichtig blijkt te zijn.

Deze keuze is een duidelijke vereenvoudiging van de werkelijkheid die zorgt voor inconsistentie in behandeling van verschillende aanvragers, waarbij sommige partijen gekort worden voor inkomsten die ze niet ontvangen en andere partijen *niet* gekort worden voor inkomsten die ze *wel* ontvangen.

Hierbij dient opgemerkt te worden dat dit er bij het ontwerp van de regeling en het bepalen van de basisbedragen ook op veel andere vlakken een algemene inschatting van de situatie voor een heterogene groep van aanbieders gemaakt wordt. Zo wordt bijvoorbeeld ook niet gedifferentieerd in aanbieders met verschillende belastingtarieven. De reden waarom we de ETS-plicht specifiek uitlichten is dat hiervoor voor relatief eenvoudig gecorrigeerd kan worden en dit een relatief grote impact heeft op de kosten van verschillende aanbieders.

Onduidelijkheid CO₂-heffing

Het is tot dusverre voor de markt niet duidelijk wat de werking en hoogte van de voorgenomen CO₂-heffing zal zijn. Bovendien is het onduidelijk of en hoe er voor deze heffing gecorrigeerd wordt in de berekening van de subsidiebehoefte. Deze onduidelijkheid zorgt met name voor een aandachtspunt met betrekking tot de robuustheid van de regeling.

Gebrek aan ervaring met methodes voor bepalen lange termijn ETS-prijs

Het bepalen van een lange termijn prijs voor ETS-rechten is een nieuw element in de SDE++. Aangezien de ETS-prijs nog relatief kort bestaat en er in de rest van de wereld ook weinig ervaring is met emissiehandelssystemen, is het lastig om objectief vast te stellen wat de beste methode is voor het voorspellen van een lange termijn prijs. Op het moment van schrijven is het nog onduidelijk voor welke methode gekozen zal worden, maar het gebrek aan ervaring met zulke methodes beoordelen we hoe dan ook als een aandachtspunt met betrekking tot de objectiviteit.

Beperkte voorspelbaarheid lange termijn ETS-prijs

De uitdagingen rondom het gebrek aan voorspelbaarheid van de ETS-prijs beoordelen wij vooral als een aandachtspunt voor de robuustheid van de regeling. Als er sterke wijzigingen in de huidige en verwachte ETS-prijs optreden kan dezelfde techniek namelijk het ene jaar heel hoog in de rangschikking eindigen, en andere jaren juist heel laag. Dit leidt tot moeilijk uit te leggen schommelingen in de prioritering over de jaren heen, met negatieve invloed op de robuustheid van de regeling.

Keuze emissiefactor elektrificatieopties

Voor technieken waarbij flexibele inzet wordt verwacht wordt een emissiefactor van nul gehanteerd. Wanneer hierbij een maximaal aantal subsidiabele vollasturen wordt gesteld wat in lijn is met het aantal uren waarop er een overschot is aan hernieuwbare energie, achten wij dit een goed onderbouwde keuze (zie voorgestelde logica in sectie 2.5.2). Op het moment geldt dit enkel voor e-boilers waarbij een maximaal aantal vollasturen van 2000 is vastgesteld. Dit is in lijn met de inschatting van marktpartijen wat betreft het aantal vollasturen waarop een overschot aan hernieuwbare elektriciteit verwacht wordt (2000 tot 4000 uur), en daarmee een voldoende objectieve inschatting.

Voor technieken waarbij baseload operatie wordt verwacht is de emissiefactor van de gemiddelde marginale optie in 2030 aangenomen. Dit betekent dat er wordt aangenomen dat het aanzetten van deze apparaten tot *additionele* vraag in het elektriciteitssysteem leidt en daarom vraagt om de inzet van *additionele* productiecapaciteit. Deze aanname achten wij juist op korte termijn; wanneer er *nu* een extra apparaat wordt aangezet leidt dit *nu* tot extra elektriciteitsvraag en zal deze worden geproduceerd door de marginale optie. Deze redenering is echter minder robuust bij een grotere tijdsspanne. Immers, over een tijdsbestek van zo'n tien jaar zal de extra elektrificatie mede bepalen hoe de toekomstige elektriciteitsmix eruit gaat zien. De implicaties van deze keuze ontwerpkeuze bespreken we in meer detail in hoofdstuk 5 (risicoanalyse).

Keuze aantal vollasturen van elektrificatieopties

Voor iedere (categorie binnen een) techniek is de emissiefactor voor gebruikte elektriciteit afhankelijk van het verwachte aantal vollasturen per jaar. Echter is enkel voor elektrische boilers de emissiefactor gebaseerd op 2000 vollasturen hernieuwbaar. Voor alle andere relevante technieken (grootschalige warmtepompen, industriële restwarmte en waterstof) geldt de emissiefactor voor baseload productie

die overeenkomt met 6000-8000 vollasturen. Dit is een aandachtspunt voor de objectiviteit van de regeling omdat er mogelijk ook toepassingen zijn die minder vollasturen kunnen draaien hetgeen een lagere emissiefactor voor gebruikte elektriciteit zou rechtvaardigen.

Grotere invloed voorspellingen op rangschikking

De grotere invloed van voorspellingen op de rangschikking heeft met name invloed op de robuustheid van het instrument. Zo kunnen verschillen in voorspellingen tot grote verschuivingen in de rangschikking leiden door de jaren heen en kan wat in eerste instantie kostenefficiënt leek dat achteraf niet blijken te zijn.

Met name door de grotere verscheidenheid aan relevante markten (ETS, gas, elektriciteit) en andere relevante ontwikkelingen die voorspeld moeten worden (de elektriciteitsmix en haar emissiefactor), leidt deze toegenomen afhankelijkheid van voorspellingen tot een verminderde robuustheid van de regeling. Wel dient opgemerkt te worden dat de verandering van rangschikken op basis van basisbedrag naar subsidiebehoefte in principe wel een verbetering is. Wanneer er namelijk alleen gerangschikt wordt op basis van basisbedrag worden verschillen in verwachte marktinkomsten niet meegenomen, terwijl deze wel degelijk invloed kunnen hebben op de efficiëntie van de regeling.

Basis voor rangschikking: maximale of verwachte subsidiebehoefte

De uitdaging rondom het gebruik van de bodemprijs of de lange termijn prijs voor het bepalen van de subsidiebehoefte beoordelen we met name als een aandachtspunt met betrekking tot de consistentie van de regeling voor de verschillende technieken. Deze uitdaging is in detail beschreven in hoofdstuk 'beoordeling van de systeemwerking'.

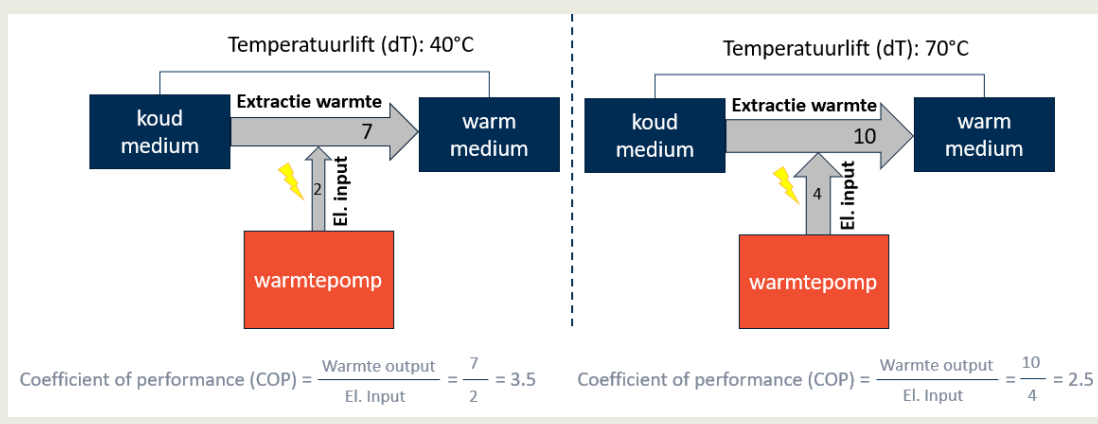
2.7.2 Grootschalige warmtepomp

Beschrijving warmtepomp

Warmtepompen zijn apparaten die warmte onttrekken aan het ene medium en laten deze warmte vervolgens vrijkomen in een ander medium met een hogere temperatuur. De media waaraan warmte onttrokken wordt kunnen vloeistoffen of gassen zijn (bijv. water of lucht) en hetzelfde geldt voor het medium waaraan de warmte wordt afgegeven. Voor het verplaatsen van de warmte tussen het 'lage temperatuur' medium naar het 'hoge temperatuur' medium is een energie invoer nodig, in het geval van de geselecteerde techniek voor de SDE++ is dat elektriciteit.

Het rendement van de warmtepomp is omgekeerd evenredig met de temperatuurlift (het temperatuurverschil tussen het hoge en lage temperatuur medium). Dit betekent dat de benodigde hoeveelheid elektriciteit om de warmte van het ene naar het andere medium te verplaatsen toeneemt naarmate de temperatuurlift toeneemt. Het rendement van warmte wordt uitgedrukt in de coefficient of performance (COP), die is gedefinieerd als de hoeveelheid geleverde warmte gedeeld door de benodigde elektriciteitsinput. De COP neemt af naarmate de temperatuurlift toeneemt.

In de conceptadviezen van PBL zijn drie categorieën van industriële warmtepompen opgenomen. De eerste categorie betreft compressiewarmtepompen met een elektromotor voor het verwarmen van water, met een minimale temperatuurlift van 50°C en een COP van 3.5. De tweede categorie betreft warmtepompen die uit warm water warmte onttrekken om stoom te produceren. Voor deze categorie wordt een temperatuurlift van 60°C aangenomen en tevens een COP van 3.5. De derde categorie is mechanische stoomcompressie. Bij deze techniek wordt warmte teruggewonnen uit reststoom met een relatief lage druk en temperatuur en deze warmte wordt gebruikt om stoom met een hogere temperatuur te produceren, dat vervolgens door een compressor onder hogere druk gebracht wordt. Hierbij wordt uitgegaan van een temperatuurlift van 50°C en een COP van 7.



Tabel 2-12 Overzicht aandachtspunten grootschalige warmtepompen

Element	Objectiviteit	Robuustheid	Consistentie
Basisbedrag	<ul style="list-style-type: none"> Grote spreiding inpassingskosten 		
Correctiebedrag		<ul style="list-style-type: none"> Onduidelijkheid voorgenomen CO₂-heffing 	<ul style="list-style-type: none"> Mogelijke onderstimulering door aanname dat indieners ETS-plichtig zijn
Bodemprijs	<ul style="list-style-type: none"> Gebrek ervaring vaststellen lange termijn CO₂-prijs 	<ul style="list-style-type: none"> Beperkte voorspelbaarheid CO₂-prijs 	
Toekenningsvoorwaarden			
Vermeden CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> Keuze emissiefactor baseload 		
Subsidiebehoefte		<ul style="list-style-type: none"> Grotere invloed voorspellingen op rangschikking 	

Objectiviteit

De aannames voor industriële warmtepompen worden door ons over het algemeen genomen als objectief beoordeeld. Er zijn voldoende onafhankelijke partijen aanwezig die een beeld geven van de spreiding van de kosten voor deze techniek. Het enige aandachtspunt is de grote spreiding in inpassingskosten. De aanname van een minimale temperatuurlift (dT) van 50°C lijkt redelijk gezien het feit dat de COP bij lagere temperatuurverschillen zo hoog wordt dat de kans groot wordt dat het project geen onrendabele top meer heeft.

Het aannemen van 8000 vollasturen lijkt gerechtvaardigd, aangezien de hoge investeringskosten voor warmtepompen in vergelijking met elektrische boilers een hoog aantal vollasturen vereist om de investering terug te verdienen.

Robuustheid

Hoewel er in werkelijkheid een grote variatie is in de temperatuurlift die nodig is bij verschillende industriële processen beoordelen wij de aanname van een minimale temperatuurlift van 50°C (zonder verdere specificatie van de daadwerkelijke temperatuurlift) en één COP als robuust. In theorie zou een zeer hoge temperatuurlift kunnen leiden tot een veel lagere COP en daarmee een hoger basisbedrag en een lagere hoeveelheid vermeden CO₂. Echter, in praktijk zullen verreweg de meeste projecten met een dergelijke afwijking van de aangenomen COP en temperatuurlift qua kosten te ver boven het vastgestelde basisbedrag uitkomen en daarom geen aanvragen indienen. Op deze manier wordt het meest kosteneffectieve potentieel van industriële warmtepompen benut en wordt een grote spreiding in gerealiseerde emissiereducties voorkomen.

Op het moment is er bij warmtepompen voor gekozen om voor elke categorie slechts één universele COP aan te nemen op basis van de minimale temperatuurlift. Dit zorgt er echter wel voor dat projecten met een hogere temperatuurlift die een lagere COP hebben in veel gevallen niet rendabel zijn bij het berekende basisbedrag. Hoewel het niet toevoegen van categorieën met een hoger basisbedrag en dus een hogere subsidie-intensiteit de mogelijkheid tot free-riding voorkomt, wordt hierdoor ook een deel van het emissiereductiepotentieel misgelopen. Dit kan echter de algehele kosteneffectiviteit van de

regeling verminderen, aangezien relatief dure projecten binnen een techniek binnen de regeling als geheel nog steeds een relatief goedkope optie kunnen zijn (zie hoofdstuk 4.1.1).

Consistentie

De aannames omtrent de ‘vervangen techniek’ en de emissiefactor zijn consistent met de aannames voor de andere technieken. Het kiezen voor een gasboiler als vervangen techniek is representatief, aangezien gasboilers in Nederland in een groot deel ($\pm 40\%$) van de industriële warmtevraag voorzien.²⁴ Daarnaast is het hanteren van de emissiefactor voor gebruikte elektriciteit van de gemiddelde marginale optie (zie discussie rondom deze keuze in paragraaf 2.7.1) consistent met waterstofproductie d.m.v. elektrolyse waar een gelijk aantal vollasturen voor ingeschat zijn en ook een baseload profiel wordt aangenomen.

2.7.3 Elektrische boilers

Uitleg elektrische boilers	
Elektrische boilers zijn apparaten die d.m.v. elektriciteit water kunnen verwarmen en oververhitte stoom tot 350°C produceren. In de industrie wordt in allerlei processen warm water en andere warme vloeistoffen gebruikt en in Nederland wordt deze warmte in veel gevallen geleverd door gasboilers. Het gebruiken van elektrische boilers in plaats van gasboilers gedurende de uren waarin voldoende hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is kan de gemiddelde CO ₂ -uitstoot bij warmteproductie in de industrie verminderen. Daarom is flexibele inzet van elektrische boilers (2000 vollasturen) in de industrie opgenomen als techniek in de SDE++.	

Tabel 2-13 Overzicht aandachtspunten elektrische boilers

Element	Objectiviteit	Robuustheid	Consistentie
Basisbedrag	<ul style="list-style-type: none"> Grote spreiding inpassingskosten Grote variatie in verwacht aantal vollasturen 	<ul style="list-style-type: none"> Elektriciteitsprijs tijdens piekaanbod hernieuwbaar 	<ul style="list-style-type: none"> Aanname van 2000 vollasturen niet in overeenstemming met gem. marginale emissiefactor elektriciteit
Correctiebedrag		<ul style="list-style-type: none"> Onduidelijkheid voorgenomen CO₂-heffing 	<ul style="list-style-type: none"> Mogelijke onderstimulering door aanname dat indieners ETS-plichtig zijn
Bodemprijs	<ul style="list-style-type: none"> Gebrek ervaring vaststellen lange termijn CO₂-prijs 	<ul style="list-style-type: none"> Beperkte voorspelbaarheid CO₂-prijs 	
Toekenningsvoorwaarden			
Vermeden CO ₂			<ul style="list-style-type: none"> Aanname van 2000 vollasturen
Subsidiebehoefte		<ul style="list-style-type: none"> Grotere invloed voorspellingen op rangschikking 	

Objectiviteit

Over het algemeen beoordelen wij de objectiviteit van de uitgangspunten en aannames voor *elektrische boilers* als voldoende. Elektrische boilers worden in Europa al op grote schaal op industriële schaal

²⁴ HeatRoadmap (2017) Profile of heating and cooling demand in 2015.

toegepast, waardoor er voldoende informatie beschikbaar is aangaande de technische parameters van de techniek (o.a. de efficiëntie) alsmede de investeringskosten. Ook de gasboilers (de vervangen techniek) is een wijdverbreide techniek waarover eenduidige onafhankelijke informatie beschikbaar is. De inpassingskosten kunnen daarentegen wel aanzienlijk variëren, maar moeilijkheden rondom het objectief vaststellen van deze kosten zijn vermeden door uit te gaan van de meest kosteneffectieve projecten (zie aandachtspunten 2.7.1).

Robuustheid

Op het gebied van de robuustheid van de uitgangspunten en aannames zijn er een aantal aandachtspunten. Deze houden met name verband met de onzekerheid omtrent het aandeel van hernieuwbare bronnen in de elektriciteitsmix in 2030. Dit leidt tot onzekerheid in een aantal parameters, namelijk de elektriciteitsprijs, de emissiefactor en het aantal vollasturen, waarbij de laatste twee sterk met elkaar samenhangen. In het klimaatakkoord is overeengekomen dat in 2030 70% van de elektriciteitsproductie in Nederland afkomstig is uit hernieuwbare bronnen. Als deze ambitie realiteit wordt is het zeer reëel om aan te nemen dat bij een flexibel bedrijf met 2000 vollasturen de emissiefactor nagenoeg nul is. Sterker nog, in deze context zou het wel eens zo kunnen zijn dat het mogelijk is om elektrische boilers nog op een groter aantal vollasturen (wellicht tot 4000 uur) flexibel te laten draaien met een zeer lage emissiefactor.

Een andere onzekerheid die zich voordoet is de impact die een groeiende hernieuwbare capaciteit gaat hebben op de elektriciteitsprijs gedurende de momenten van een overschot aan elektriciteitsproductie. Op zulke momenten (tijdens de operatie van de elektrische boiler) kan de groothandelsprijs sterk af gaan wijken van het jaarlijks gemiddelde. Dit effect kan ook nog eens versterkt worden doordat omringende landen ook hun hernieuwbare energiec capaciteit gaan vergroten. In de voorlopige methodiek is al uitgegaan van een lagere groothandelsprijs voor de 2000 uur flexibele inzet (25% lager dan het jaargemiddelde van de groothandelsprijs). Er is echter een gerede kans dat de groothandelsprijs gedurende deze uren nog verder van het jaargemiddelde afwijkt. De grootte van dit effect zal afhangen van de mate waarin Nederland gaat inzetten op flexibiliteitsopties (waaronder energieopslag) en het flexibiliseren van de elektriciteitsvraag.

Een lagere elektriciteitsgroothandelsprijs tijdens de flexibele inzet heeft met name impact op het basisbedrag (en dus de plaats van elektrische boilers in de rangschikking) en de mate van oversubsidiëring bij beschikte projecten. De impact op het basisbedrag voor nieuwe beschikkingen kan geminimaliseerd worden door jaarlijks de nieuwste inzichten in de lange termijn elektriciteitsprijzen en prijzen tijdens piekaanbod in de berekening van basisbedrag mee te nemen. Voor reeds beschikte projecten bestaat het risico dat gedurende de projectduur de elektriciteitsprijs gedurende de 2000 uur lager ligt dan de aangenomen driekwart van het jaargemiddelde, waardoor het project meer subsidie ontvangt dan nodig. Een geschikte methode om hiervoor te corrigeren, bijvoorbeeld in het correctiebedrag zou onderzocht kunnen worden.

In werkelijkheid kan de efficiëntie van de vervangen techniek (de gasboiler) ook afwijken van de aangenomen efficiëntie. Echter, doordat er een hoge efficiëntie is aangenomen kan dit er slechts toe leiden dat de daadwerkelijke CO₂-emissiereducties groter zijn dan van tevoren ingeschat. Hoewel dit ook een effect heeft op het subsidiebedrag en de ranking, zien wij dit niet als een probleem aangezien een correctie hiervoor installaties met inefficiënte gasboilers zou belonen, terwijl er voor bedrijven die deelnemen aan energieconvenanten (MJA3/MEE) toch al de verplichting bestaat energiebesparingen die zich op korte termijn terug verdienen te implementeren. In het klimaatakkoord is deze verplichting

uitgebreid tot alle BKG-reducerende maatregelen binnen de industrie (onafhankelijk van energieconvenanten) die zich binnen vijf jaar terugverdienen.

Consistentie

Wij beoordelen het hanteren van een emissiefactor van 0 voor het aantal flexibele aantal vollasturen waarin de elektrische boiler in bedrijf is als een redelijke aanname, mits het gekozen aantal vollasturen dat hier wordt aangenomen consistent is met het aantal uren waarop de emissiefactor van de elektriciteitssector (nagenoeg) 0 is.

2.7.4 Industriële restwarmte

Uitleg restwarmte

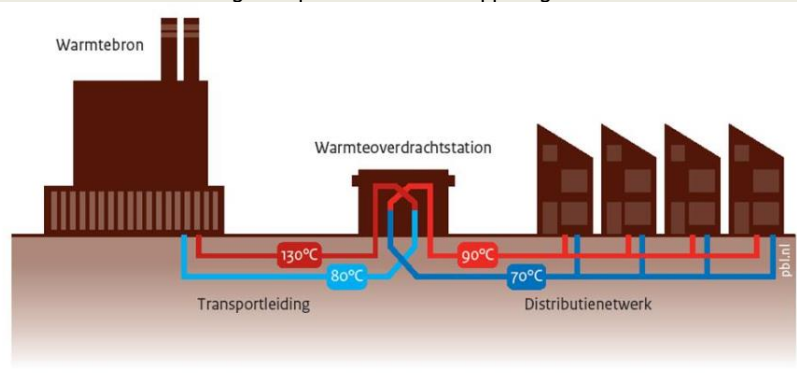
Bij verschillende processen in het bedrijfsleven en de industrie komt warmte vrij die niet (meer) bruikbaar is voor processen binnen dat bedrijf, maar nog wel gebruikt kan worden voor warmtetoepassingen in andere bedrijven, veelal voor verwarming van ruimtes. De temperatuur van deze zogeheten restwarmte kan sterk verschillen, afhankelijk van het proces (industriële verbranding, datacenters, etc.) waarvan de warmte afkomstig is. Restwarmte van boven de 75 °C kan rechtstreeks gebruikt worden na uitwisseling met een lokaal warmtesysteem door middel van een warmtewisselaar, terwijl warmte van 35 °C of minder in de meeste gevallen eerst weer 'opgewaardeerd' moet worden naar een hogere temperatuur, voordat deze nuttig gebruikt kan worden.

In het huidige ontwerp van de SDE++ zijn drie verschillende restwarmtecategorieën opgenomen, namelijk:

- Lage temperatuur restwarmte (<35 °C);
- Midden temperatuur restwarmte (75-100 °C)
- Hoge temperatuur restwarmte (>100 °C)

Bij de categorie lage temperatuurwarmte wordt ervan uitgegaan dat de warmte wordt geleverd aan de glastuinbouw, de utiliteitsbouw (gebouwde omgeving zonder woonbestemming) of aan een warmteoverdrachtsstation (die de warmte levert aan een warmtenet). In de eerste twee gevallen wordt de warmte rechtstreeks uitgeleverd zonder een verhoging van de temperatuur, maar in het tweede geval wordt de warmte eerst opgewaardeerd tot een temperatuur van >75 °C voordat de warmte wordt uitgekoppeld. Bij de midden en hoge temperatuur restwarmte wordt ervan uitgegaan dat de warmte direct wordt geleverd aan glastuinbouw, utiliteitsbouw of een warmteoverdrachtsstation en bij hoge temperatuur restwarmte vormt warmte afname voor bedrijfsprocessen een derde subcategorie. Voor de verschillende warmte gebruikers wordt een verschillend aantal vollasturen warmtevraag aangenomen: 4000 uur voor warmteoverdrachtsstations, 6000 uur voor de glastuinbouw en utiliteitsbouw en 8000 uur voor bedrijfsprocessen.

Voorbeeld restwarmte hoge temperatuur met uitkoppeling naar warmteoverdrachtsstation



Bron: PBL (2017)²⁵

²⁵ PBL (2017) Toekomstbeeld klimaatneutrale warmtenetten in Nederland.

Tabel 2-14 Overzicht aandachtspunten industriële restwarmte

Element	Objectiviteit	Robuustheid	Consistentie
Basisbedrag	<ul style="list-style-type: none"> Grote variatie transportkosten en uitkoppelingskosten 		<ul style="list-style-type: none"> Aantal categorieën (voor transportkosten)
Correctiebedrag		<ul style="list-style-type: none"> Onduidelijkheid voorgenomen CO₂-heffing 	<ul style="list-style-type: none"> Mogelijke onderstimulering door aanname dat indieners ETS-plichtig zijn (voor deel van categorieën)
Bodemprijs	<ul style="list-style-type: none"> Gebrek ervaring vaststellen lange termijn CO₂-prijs 	<ul style="list-style-type: none"> Beperkte voorspelbaarheid CO₂-prijs 	
Toekenningsvoorwaarden			<ul style="list-style-type: none"> Afhankelijkheid publieke infrastructuur
Vermeden CO ₂			<ul style="list-style-type: none"> Emissiefactor WKK
Subsidiebehoefte		<ul style="list-style-type: none"> Grotere invloed voorspellingen op rangschikking 	

Objectiviteit

Over het algemeen beoordelen wij de uitgangspunten en aannames in het conceptadvies voor industriële restwarmte als reëel. We constateren echter dat het referentieproject uit het conceptadvies mogelijk niet representatief is voor een aantal projecten omdat de transport- en uitkoppelingskosten aanzienlijk variëren tussen projecten. De transportkosten worden voornamelijk bepaald door de afstand en mogelijke obstakels tussen de warmtebron en afnemer. In het conceptontwerp wordt uitgegaan van een afstand van vijf kilometer, zonder uitzonderlijke obstakels.

Daarnaast valt op dat in het correctiebedrag wordt gecorrigeerd voor de ETS-prijs bij projecten waar warmte wordt geleverd aan een warmteoverdrachtstation of aan een industrie met een bedrijfsmatig proces, maar niet bij levering bij de tuinbouw of utiliteitsbouw omdat deze niet onder het ETS vallen. Het onderscheid maken tussen bedrijven die onder het ETS vallen en bedrijven niet onder het ETS vallen beoordelen wij als passend. Echter bieden de huidige categorieën hier geen uitsluitel voor. Het is mogelijk dat industriële partijen niet onder het ETS vallen (en dus geen inkomsten hebben uit vermeden ETS-kosten, terwijl dit wel wordt verondersteld) en dat tuinbouwbedrijven²⁶ wel onder het ETS vallen (en dus wel inkomsten hebben uit vermeden ETS-kosten, terwijl dit niet wordt meegenomen).

Robuustheid

Over het algemeen beoordelen wij de robuustheid als goed. Behalve de algemeen geldende aandachtspunten wat betreft de onduidelijkheid van de CO₂-heffing en de voorspelbaarheid van de ETS-prijs, zien we geen verdere aandachtspunten.

Consistentie

Over het algemeen beoordelen wij de consistentie voor industriële restwarmte als redelijk. Het meenemen van de kosten voor het aansluiten op de hoofdinfrastructuur in het basisbedrag is consistent

²⁶ Grootschalige tuinbouw valt onder het ETS

met andere technieken waarbij de aansluitingskosten op het stroomnet of de hoofdinfrastructuur ook worden meegenomen.

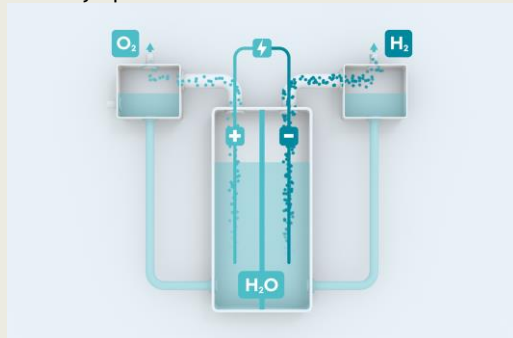
Een aandachtspunt wat betreft de consistentie is de “vervangen techniek”. Voor alle categorieën restwarmte geldt een WKK als de vervangen techniek. Hoge temperatuur restwarmte (met een temperatuurlift tussen de aangevoerde en afgevoerde warmtestroom) is echter zeer vergelijkbaar met de industriële warmtepompen, waarbij een gasboiler als de vervangen techniek wordt aangenomen. Dit lijkt niet consistent.

2.7.5 Grootschalige waterstofproductie (d.m.v. elektrolyse)

Beschrijving waterstofproductie door middel van elektrolyse

Waterstof is een gasvormige brandstof die op duurzame wijze geproduceerd kan worden door de splitsing van water met behulp van elektriciteit, in een proces dat elektrolyse genoemd wordt. Waterstof heeft een aantal voordelen waardoor deze brandstof vaak wordt gezien als een veelbelovende bouwsteen voor het toekomstige energiesysteem. Ten eerste zal het toekomstige elektriciteitssysteem voor een groot deel bestaan uit variabele energiebronnen zoals wind en zon, waardoor er grote fluctuaties kunnen ontstaan in vraag en aanbod. Op momenten van een overschot aan hernieuwbare elektriciteitsproductie kan waterstof worden geproduceerd d.m.v. elektrolyse en in tijden van een tekort kan waterstof worden gebruikt in gascentrales of brandstofcellen om elektriciteit te produceren. Daarnaast kan door een overstap van aardgas naar waterstof (en groen gas) ons gasnetwerk in gebruik blijven en kan d.m.v. grootschalige waterstofopslag een oplossing gevonden worden voor de seizoensgebonden energieopslagbehoefte. Ten slotte kan waterstof dienen als brandstof voor zwaardere personenvoertuigen en vrachtttransport over de weg, water en het spoor.

Elektrolyseproces



Elektrolyse-installatie Stedin in Rozenburg



Bron: links: Voetalpine (2018)²⁷, rechts: Energeia (2019)²⁸

Momenteel wordt waterstof in een aantal industrieën gebruikt, bijvoorbeeld in raffinaderijen, maar ook als grondstof in de productie van ammoniak en methanol. Vandaag de dag wordt deze waterstof geproduceerd uit aardgas d.m.v. een proces dat *steam reforming* genoemd wordt. In de toekomst zou waterstof voor een breder scala aan toepassingen gebruikt kunnen worden zoals hierboven beschreven.

Om de overgang van waterstofproductie uit aardgas naar waterstofproductie uit elektrolyse te stimuleren en een grootschaliger gebruik van waterstof te bevorderen is grootschalige waterstofproductie d.m.v. elektrolyse opgenomen in de SDE++. Hierbij is uitgegaan van waterstofproductie in de industrie, waarbij conventionele productie via *steam reforming* vervangen wordt. Er wordt uitgegaan van een installatie die voor 8000 vollasturen per jaar waterstof produceert. Daarnaast wordt er uitgegaan van een elektrolyse installatie op basis van *alkaline* of *plasma exchange membrane (PEM)* technologie, met een productierendement van 53-59 kWh elektriciteit/kg H₂.

²⁷ <https://www.voestalpine.com/blog/en/innovation-en/something-the-world-has-never-seen-before/>

²⁸ <https://energeia.nl/energeia-artikel/40081611/stedin-neemt-eerste-cv-ketels-op-waterstof-in-gebruik>

Tabel 2-15 Overzicht aandachtspunten grootschalige waterstofproductie

Element	Objectiviteit	Robuustheid	Consistentie
Basisbedrag	<ul style="list-style-type: none"> Grote spreiding in kosteninschattingen Grote variatie in verwacht aantal vollasturen 		<ul style="list-style-type: none"> Aantal categorieën Aanname 8000 vollasturen
Correctiebedrag	<ul style="list-style-type: none"> Omgang met waarde geproduceerde zuurstof 	<ul style="list-style-type: none"> Onduidelijkheid voorgenomen CO₂-heffing 	<ul style="list-style-type: none"> Mogelijke onderstimulering door aanname dat indieners ETS-plichtig zijn
Bodemprijs	<ul style="list-style-type: none"> Gebrek ervaring vaststellen lange termijn CO₂-prijs 	<ul style="list-style-type: none"> Beperkte voorspelbaarheid CO₂-prijs 	
Toekenningsvoorwaarden			<ul style="list-style-type: none"> Afhankelijkheid toekenning andere subsidies
Vermeden CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> Keuze emissiefactor baseload 	<ul style="list-style-type: none"> Elektriciteitsmix vs. marginale optie 	<ul style="list-style-type: none"> Aanname van 8000 vollasturen
Subsidiebehoefte		<ul style="list-style-type: none"> Grotere invloed voorspellingen op rangschikking 	

Objectiviteit

Over het algemeen beoordelen wij de objectiviteit van de uitgangspunten en aannames voor waterstofproductie als redelijk. Het meest opvallende element in het conceptadvies voor waterstof is de netto vermeden CO₂. Immers, volgens de berekeningen in het conceptadvies leidt waterstofproductie met elektrolyse in 2030 tot *meer* CO₂-emissies dan de vervangen techniek. Zodoende zorgt waterstofproductie met elektrolyse onder de huidige aannames niet tot een reductie in CO₂-uitstoot, maar tot een toename in CO₂-uitstoot. Dit is het resultaat van de gekozen vervangen techniek, het gemiddelde rendement, de emissiefactor en het aantal vollasturen. Wij beoordelen de meeste aannames van deze parameters als passend. Enkel bij de keuze van de emissiefactor en het aantal vollasturen merken wij op dat een alternatieve keuze ook te rechtvaardigen is, bijvoorbeeld een meer flexibele inzet met daarbij een lagere emissiefactor. Wij willen er ook op wijzen dat waterstof als techniek ‘an sich’ ook niet bedoeld is om directe BKG-reducties te realiseren maar juist om het toekomstige systeem te verbeteren en bij te dragen dat andere BKG-reducerende technieken beter inzetbaar zijn. Het is dan ook niet verwonderlijk dat waterstofproductie op dit punt niet goed uit de analyse komt.

In het conceptontwerp is een bedrijfstijd van 8000 vollasturen aangenomen voor grootschalige waterstofproductie. Hierbij is constante waterstofproductie aannemelijker geacht dan flexibele productie (afhankelijk van de elektriciteitsprijs) waardoor de baseload emissiefactor voor gebruikte elektriciteit van toepassing is (in plaats van de flexibele emissiefactor). Volgens het conceptadvies is hiervoor is gekozen omdat afnemers van industriële waterstof doorgaans een continu levering van waterstof wensen. Hierdoor lijkt het uitgangspunt van 8000 vollasturen redelijk. Volgens sommige studies is het echter ook mogelijk (rendabel) om waterstof te produceren met een lagere bedrijfstijd (4000-6000 uur). Als er in 2030 voldoende hernieuwbare elektriciteit wordt opgewekt om 3000 tot 4000 uur van de bedrijfstijd op hernieuwbare elektriciteit te draaien, kan waterstofproductie middels elektrolyse wel tot een netto reductie leiden in CO₂-emissies in vergelijking met het referentieproject (uitgaande van bijvoorbeeld 3000 uur hernieuwbare elektriciteit en 2000 uur reguliere elektriciteit).

Wij beoordelen de uitgangspunten wat betreft de bedrijfstijd en emissiefactor (baseload i.p.v. flexibel) dan ook als redelijk, maar merken op dat er projecten mogelijk zijn waarbij waterstofproductie met elektrolyse wel tot een netto reductie in vermeden CO₂ kan leiden.

Een ander opvallend element is het niet meenemen van de potentiële waarde van zuurstof. Hoewel de waarde van zuurstof vanuit een systeemperspectief wellicht niet significant is, kan het voor individuele partijen wel degelijk van waarde zijn. Desalniettemin beoordelen wij dit uitgangspunt als redelijk, omdat er geen significante impact wordt voorzien.

Robuustheid

Over het algemeen beoordelen wij de robuustheid als goed. De voorspelbaarheid van de benodigde data voor het vaststellen van de bodemprijs en het basisbedrag zien we niet als een groot risico, naast de aandachtspunten die voor meerdere technieken gelden (CO₂-heffing, ETS-prijs en de emissiefactor).

Consistentie

Over het algemeen beoordelen wij de consistentie voor grootschalige waterstofproductie als redelijk. Echter is de nauwkeurigheid en de hoeveelheid subcategorieën niet consistent met enkele andere technieken. Het dient te worden overwogen om een extra categorie te maken voor waterstofproductie met een lagere bedrijfstijd en waarbij (gedeeltelijk) hernieuwbare elektriciteit wordt gebruikt.

Echter merken wij op dat, zelfs in het meest gunstige scenario (lage vollasturen, deels hernieuwbaar), de subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂ van waterstofproductie middels elektrolyse dermate hoog is dat projecten uit deze categorie zeer waarschijnlijk weinig kans maken op subsidie vanuit de SDE++.

2.7.6 CCS

Beschrijving CO₂ afvang- en opslag (CCS)

In Nederland is een relatief groot deel van de CO₂-uitstoot afkomstig van zogeheten puntbronnen, specifieke industriële locaties waar grote hoeveelheden CO₂ uitgestoten worden. Deze puntbronnen zijn grofweg onder te verdelen in grote elektriciteitscentrales, energie-intensieve industrieën en afvalverbrandingsinstallaties. Voor het reduceren van de uitstoot in deze sectoren zijn globaal twee oplossingsrichtingen denkbaar. De eerste oplossing is om de huidige productieprocessen en technieken te vervangen door technieken die veel minder of geen CO₂-uitstoot veroorzaken. In de elektriciteitssector is dit onder andere mogelijk door over te stappen naar hernieuwbare energiebronnen, zoals windenergie, zonne-energie en opwekking uit biomassa. Een tweede oplossingsrichting is om de CO₂ die vrijkomt bij de productieprocessen (grotendeels) ondergronds op te slaan, zodat het vrijkomen van die CO₂ in de atmosfeer voorkomen wordt. Deze oplossing wordt carbon capture and storage (CCS) genoemd.

CO₂ is een inert (niet-reactief) gas, dat daardoor geschikt is voor opslag in verschillende ondergrondse formaties waaronder lege olie of gasvelden, kolenlagen en aquifers. Hiertoe moet de CO₂ eerst worden afgevangen, deze afvang kan voor de verbranding plaatsvinden of na de verbranding. Echter, om CO₂ te kunnen afvangen voor de verbranding is bij veel industriële processen een aanpassing in het productieproces vereist. Voor de CO₂ afvang en in mindere mate voor het CO₂ transport naar de opslaglocatie is elektriciteit nodig, hetgeen in het geval van een niet volledig hernieuwbare elektriciteitsmix indirecte CO₂-uitstoot oplevert. Daarnaast is CO₂ afvang niet 100% efficiënt, in de meeste gevallen kan tussen de 80 en 90% van de geproduceerde CO₂ worden afgevangen, en de resterende CO₂ wordt uitgestoten.

Gezien de internationale concurrentiepositie van veel energie-intensieve bedrijven en de relatief hoge kosten die gepaard gaan met een overstap naar totaal emissiearme technieken is CCS in veel gevallen een aantrekkelijk

alternatief. Daarom is besloten CCS voor een aantal types CO₂ puntbronnen via de SDE++ te gaan ondersteunen. Hierbij is ervoor gekozen om CCS bij kolen en-gascentrales niet te ondersteunen, omdat voor de elektriciteitssector een overschakeling naar hernieuwbare energiebronnen ook een kosteneffectieve manier is om CO₂-uitstoot te reduceren. Binnen het huidige ontwerp van de SDE++ kunnen de volgende CCS categorieën ondersteund worden: CO₂-opslag bij bestaande installaties (met bestaande afvang), CCS bij geconcentreerde CO₂ bronnen, CCS bij raffinaderijen en CCS bij afvalverbrandingsinstallaties. Binnen de SDE++ wordt alleen ondergrondse CO₂-opslag in locaties op zee ondersteund.

De beoordeling van de ontwerpkeuzes voor CCS aan de hand van de beoordelingscriteria objectiviteit, robuustheid en consistentie leidt tot een aantal aandachtspunten zoals samengevat in onderstaande tabel en verder toegelicht in de daaropvolgende tekst.

Tabel 2-16 Overzicht aandachtspunten CCS

Element	Objectiviteit	Robuustheid	Consistentie
Basisbedrag	<ul style="list-style-type: none"> Gebrek marktinformatie Grote spreiding projectkosten 		
Correctiebedrag		<ul style="list-style-type: none"> Onduidelijkheid voorgenomen CO₂-heffing 	<ul style="list-style-type: none"> Mogelijke onderstimulering door aanname dat indieners ETS-plichtig zijn (met name voor AVI's)
Bodemprijs	<ul style="list-style-type: none"> Gebrek ervaring vaststellen lange termijn CO₂-prijs 	<ul style="list-style-type: none"> Beperkte voorspelbaarheid CO₂-prijs 	
Toekenningsvoorwaarden			<ul style="list-style-type: none"> Afhankelijkheid gezamenlijke infrastructuur Afhankelijkheid toekenning andere subsidies
Vermeden CO ₂			
Subsidiebehoefte		<ul style="list-style-type: none"> Grotere invloed voorspellingen op rangschikking 	<ul style="list-style-type: none"> Minder kansrijk in rangschikking door gebruik bodemprijs i.p.v. lange termijn prijs

Objectiviteit

Wat objectiviteit betreft zien we als belangrijk aandachtspunt dat er beperkte kosteninformatie bestaat door slechts beperkte toepassing van de techniek tot nu toe. Bovendien is niet alle informatie uit de markt toegankelijk voor het ministerie van EZK en PBL, waardoor er een informatie asymmetrie bestaat. Het gevolg hiervan is dat er weinig informatie beschikbaar is om de basisbedragen vast te stellen, waardoor het lastiger is om een objectieve waarde vast te stellen.

Verder is er bij de vaststelling van de basisbedragen vanuit gegaan dat er infrastructuur bestaat om de CO₂ af te voeren en op te slaan en het project dus enkel een bijdrage voor het gebruik van deze infrastructuur moet betalen. Hierbij is uitgegaan van de situatie zoals die voorzien is in het Rotterdamse havengebied met het Porthos project. Door deze keuze wordt bij het vaststellen van het basisbedrag uitgegaan van een relatief gunstige situatie met lage kosten voor transport.

Robuustheid

Voor de robuustheid van de keuzes voor CCS hebben we geen extra aandachtspunten geïdentificeerd, naast de algemeen geldende aandachtspunten met betrekking tot CO₂-heffing en ETS-prijs.

Consistentie

De belangrijkste ontwerpkeuzes voor CCS zijn consistent met andere technieken. Dit betreft onder andere het (voor zover bekend) niet toekennen van uitzonderingen op de toekenningsvoorwaarden, met name in relatie tot de realisatietermijn. Dit kan ertoe leiden dat de haalbaarheid van CCS-projecten in het geding komt wanneer er voor de realisatie afhankelijkheden zijn van de aanleg van publieke infrastructuur of subsidies vanuit andere fondsen. Dus hoewel deze keuze consistent is met andere technieken, kan het wel gevolgen hebben voor de effectiviteit van de regeling voor ondersteuning van CCS.

Een ander aandachtspunt met specifieke invloed voor CCS is de formule voor het vaststellen van het subsidiebedrag en daarmee voor de ranking. In het huidige ontwerp is gekozen om het subsidiebedrag te berekenen met behulp van de bodemprijs, waar een andere optie zou zijn om met de lange termijn prijs te rekenen. Met de huidige prijsniveaus en basisbedragen, is het gebruik van de bodemprijs voordelig voor CCS want de techniek komt hoger in de rangschikking te staan (zie ook hoofdstuk 'beoordeling systeemwerking').

Tot slot is er specifiek voor CCS bij afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) een aandachtspunt rondom de aanname dat indieners ETS-plichtig zijn. In het geval van AVI's is dit niet het geval, waardoor er kan bestaan dat de subsidiebedragen niet voldoende zijn om deze projecten rendabel te maken.

2.7.7 Overige technieken

Biomassa - ketenemissies

Een laatste aandachtspunt betreft de toepassing van de nieuwe methodiek voor de SDE++ op biomassa. In de nieuwe regeling wordt namelijk niet meer gerangschikt op basis van basisbedrag, maar op basis van subsidiebehoefte per vermeden CO₂-uitstoot, waarbij ketenemissies uitgesloten worden. Hoewel dit voor alle technieken tot een lichte overschatting van de netto emissiereductie leidt, is dit effect voor bio-energie groter, namelijk 100 gCO₂eq/kWh versus 4-12 gCO₂eq/kWh voor wind en zonne-energie.²⁹

De onderliggende reden is dat er voor het genereren van bio-energie een continue aanvoer van biomassa nodig is, waar voor andere technieken slechts eenmalig de techniek aangevoerd en geïnstalleerd hoeft te worden. Dit leidt ertoe dat voor het genereren van een eenheid (bijv. kWh) bio-energie substantieel meer energie benodigd is dan bij andere duurzame energiebronnen. Hoewel dit in de praktijk sterk varieert per toepassing, wordt in de literatuur ingeschat dat deze consumptie voor bio-energie ongeveer 20% van de gegeneerde energie betreft, terwijl dit voor zon-PV slechts 4% is en voor windenergie slechts 2%.³⁰ Aangezien deze consumptie ook emissies met zich meebrengt, is de netto emissiereductie kleiner.

We merken hierbij op dat dit aandachtspunt los staat van de eis om enkel gecertificeerde biomassa te gebruiken. Want hoewel deze eis een minimale netto reductie voorschrijft, is deze vrij ruim (70%) en kunnen dus binnen deze marge aanzienlijke verschillen met andere technieken bestaan. Een probleem is wel dat het corrigeren voor ketenemissies in de praktijk erg lastig is om voor alle technieken door te

²⁹ Pehl *et al.* (2017) - Understanding future emissions from low-carbon power systems by integration of life-cycle assessment and integrated energy modelling

³⁰ Ibid.

voeren. En wanneer dit enkel voor biomassa technieken gedaan wordt, leidt dit tot inconsistenties. Dus zien wij ook geen duidelijke oplossing voor dit aandachtspunt.

3 De systeemwerking

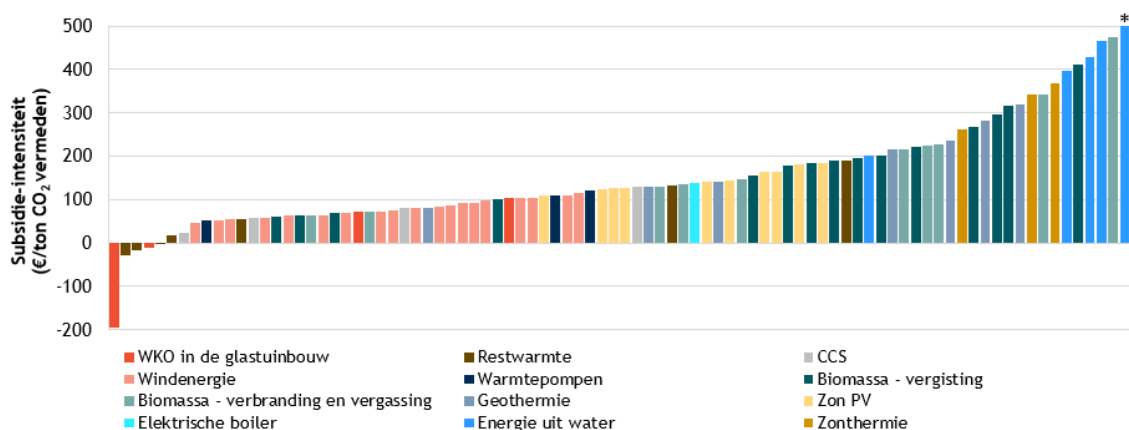
3.1 Rangschikking technieken op basis van de conceptadviezen

De huidige uitgangspunten voor de berekening van de basisbedragen en de berekening van de subsidie-intensiteit op basis van de bodemprijs leveren een voorlopige rangschikking op zoals weergegeven in Figuur 3-1. Het algemene beeld is dat er een grote spreiding is in de subsidie-intensiteit van de verschillende technieken, lopend van € 18-1515/ton vermeden CO₂, waarbij bijna driekwart van de opties onder de € 200/ton vermeden CO₂ uitkomt en de helft hiervan onder de € 100/ton vermeden CO₂. Eén van de eerste zaken die opvalt bij het bekijken van de rangschikking is dat een aantal techniek categorieën op een negatieve subsidie-intensiteit uitkomen, hetgeen betekent dat deze projecten na doorrekening geen onrendabele top blijken te hebben en dus niet in aanmerking komen voor het ontvangen van subsidie. Dit geldt voor een aantal vormen van warmte -en koudeopslag in de glastuinbouw en specifieke vormen van benutting van industriële restwarmte.

Als we kijken naar de technieken en categorieën met onrendabele top zien we dat windenergie en een aantal CCS en restwarmte categorieën relatief vooraan in de ranking staan. De biomassa categorieën laten een grote spreiding in subsidie-intensiteit zien, maar zitten in veel gevallen aan de duurdere kant van de rangschikking. Opvallend is dat technieken die gerelateerd zijn aan energiewinning uit water helemaal achteraan staan in de ranking, waarbij energie uit osmose de duurste optie is met een subsidie-intensiteit van € 1515/ton vermeden CO₂ (niet weergegeven in figuur 3-1).

De verbreding van de SDE+ lijkt ook een sterk effect te hebben op zon projecten. In de huidige regeling staan zonprojecten, met name grootschalige PV projecten redelijk vooraan in de rangschikking, net achter wind. In de nieuwe regeling zullen een aantal industriële projecten goedkoper zijn dan PV en daardoor eerder aanspraak maken op het subsidiebudget.

Figuur 3-1 Voorlopige rangschikking op basis van berekening subsidie-intensiteit o.b.v. basisbedrag en bodemprijs



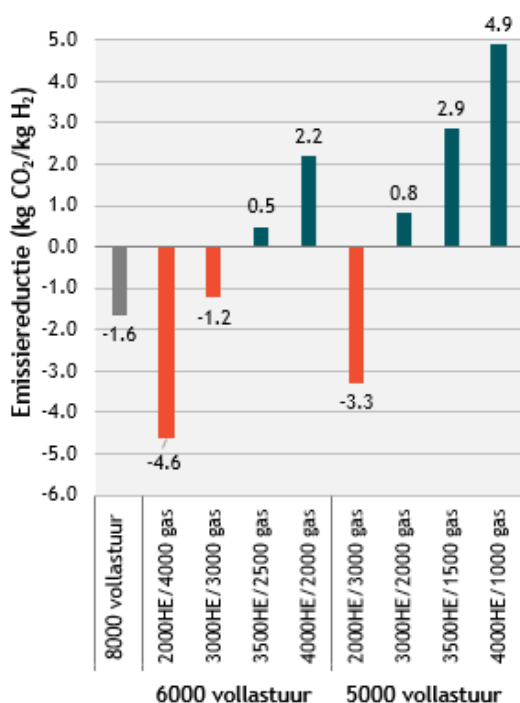
* De subsidie-intensiteit voor de laatste staaf osmose (€1515/ton CO₂ vermeden) is niet volledig weergegeven i.v.m. de leesbaarheid van de grafiek als geheel.

3.1.1 Stimulering van waterstof is onder huidige uitgangspunten niet mogelijk

Hoewel waterstof is opgenomen als één van de vijf nieuwe BKG reductietechnieken om te worden opgenomen in de SDE++, kan waterstof op basis van de huidige uitgangspunten in de ontwerp regeling

niet opgenomen worden in de regeling aangezien er voor waterstofproductie door elektrolyse geen emissiereductie wordt gerealiseerd. Dit heeft te maken met het feit dat er is uitgegaan van 8000 vollasturen waarbij elektriciteit wordt gebruikt met de gemiddelde marginale emissiefactor in 2030. Als er zou worden uitgegaan van een flexibelere inzet van de elektrolysecapaciteit met een groot aandeel van hernieuwbare energie gedurende de draaiuren kan dit een groot effect hebben op de emissiefactor per geproduceerde hoeveelheid waterstof. Onder de huidige aannames rondom het conversierendement van elektriciteit naar waterstof, levert waterstof productie uit elektrolyse een emissiereductie op vanaf het moment dat het aandeel hernieuwbare energie in de mix hoger is dan 56%. Bij projecten waar men zou uitgaan van 5000-6000 vollasturen per jaar zou dat betekenen dat er zo'n 3500-4000 vollasturen aan volledig hernieuwbare elektriciteit nodig is (zie figuur 3-2).

Figuur 3-2 Emissiereductie grootschalige waterstofproductie bij verschillende aandelen hernieuwbare energie (HE), bij 5000 en 6000 vollasturen (VLU) en het referentieproject (8000 vollasturen)



Het is echter belangrijk om te realiseren dat ook wanneer waterstofproductie uit elektrolyse een positieve emissiereductie zou opleveren, deze techniek waarschijnlijk nog steeds (zo goed als) achteraan in de rangschikking zou komen in verband het hoge basisbedrag en daarmee een hoge subsidie-intensiteit. Dit maakt het twijfelachtig in hoeverre het toevoegen van een nieuwe waterstofcategorie met een flexibelere inzet en een hoger aandeel hernieuwbaar elektriciteitsverbruik zou leiden tot een effectieve stimulering van deze techniek en daarmee de ontwikkeling van een bredere waterstofmarkt. Daarnaast is het bij het ontwerpen van zo'n nieuwe categorie van groot belang de inzet van hernieuwbare stroom te waarborgen. Hierbij is het van belang dat een dergelijk project gebruik maakt van additionele hernieuwbare energie, en niet slechts via GVO's of PPA's hernieuwbare elektriciteit inkoop aangezien dat op nationaal niveau geen emissiereducties bewerkstelligt, deze hernieuwbare capaciteit is immers al in gebruik.

3.1.2 Impact plafonds op de toekenning van projecten en algehele kosteneffectiviteit

Momenteel wordt in het ontwerp van de SDE++ de invoering van drie plafonds voorgenomen, die zullen gelden voor de maximale stimulering per jaar in het kasjaar 2030, namelijk:

- Een maximale ondersteuning van CCS in de industrie van 7.2 Mton CO₂/jaar en 3 Mton/jaar voor CCS in de elektriciteitssector (met uitsluiting van kolen en-gascentrales);
- Een maximale ondersteuning van hernieuwbare elektriciteitsproductie van 35 TWh/jaar;
- Een maximale ondersteuning van BKG-reducerende opties in de industrie van €550 miljoen/jaar.

Voor de invoering van plafonds is gekozen om te voorkomen dat een te groot deel van het subsidiebudget slechts aan een klein aantal technieken wordt besteed, en dat er een zekere balans blijft in het bijdragen aan BKG-reductie in verschillende sectoren (electriciteitssector en de industrie).

Echter, de invoering van plafonds kan implicaties hebben voor de kosteneffectiviteit van de regeling als geheel. Om te zien in hoeverre dit het geval is, is het van belang de potentiëlen van verschillende technieken in de rangschikking te vergelijken met de plaats van deze technieken in de rangschikking. Het is hierbij belangrijk om op te merken dat de precieze impact van de plafonds moeilijk in te schatten is omdat de rangschikking van de technieken binnen de regeling over de jaren sterk kan veranderen, terwijl de plafonds in stand blijven. Zo is de verwachting dat in het komende decennium een aantal hernieuwbare technieken uit de SDE++ gaan verdwijnen omdat de projecten ook zonder subsidie al rendabel zullen zijn, dit geldt bijvoorbeeld voor grootschalige toepassing van PV.

Het plafond voor CCS

CCS opties komen in de huidige rangschikking redelijk laag uit, hetgeen betekent dat dergelijke projecten een grote kans maken op toekenning van de subsidie wanneer ze deze aanvragen. De twee meest kosteneffectieve categorieën voor CCS in de industrie zijn CCS bij bestaande installaties en CCS bij hoge-concentratie CO₂-bronnen. Tabel 3-1 geeft weer welke industriële processen binnen deze twee CCS categorieën vallen en de bijbehorende CO₂-reductiepotentiëlen.

Tabel 3-1 Overzicht van reductiepotentiëlen van de twee meest kosteneffectieve CCS opties

CCS categorie en industrieseCTOR	CO ₂ reductiepotentieel (Mton) ³¹	Subsidie-intensiteit (€/ton CO ₂ vermeden)
CCS bij bestaande installaties	0.5	
Ethyleenoxide productie	0.3	25
CCS hoge-concentratie CO ₂ bronnen	11	57
Waterstofproductie	2	57
Ammoniakproductie	5	57
Staalproductie	4	57-88*

**De kosten van CCS bij staalproductie worden geschat tussen de kosten van CCS bij geconcentreerde CO₂ bronnen en CCS bij afvalverwerkingsinstallaties in te liggen. Omdat er slechts één staalfabriek in Nederland is, is ervoor gekozen CCS bij staalproductie in de categorie CCS bij hoge-concentratie bronnen op te nemen.³²*

Op basis van Tabel 3--1 kan worden geconcludeerd dat het benutten van het volledige CO₂ reductiepotentieel binnen de twee goedkoopste industriële CCS categorieën, niet haalbaar is binnen het plafond van 7.2 Mton. Als CCS bij staalproductie buiten beschouwing wordt gelaten is het wel mogelijk het volledige potentieel van de twee meest kosteneffectieve CCS categorieën te benutten. Naast de twee meest kosteneffectieve opties is er ook nog een CO₂-reductiepotentieel van 8 Mton voor CCS bij afvalverbrandingsinstallaties. In totaal is er voor CCS projecten met een subsidie-intensiteit onder de €100/tCO₂ vermeden dus een reductiepotentieel van zo'n 19.5 Mton. Dit betekent dat het plafond voor CCS een substantiële impact kan gaan hebben op de kosteneffectiviteit van de SDE++, maar de mate waarin dit in werkelijkheid gaat spelen zal afhangen van het aantal CCS aanvragen en het hiermee gepaard gaande totale opslagvolume.

Impact plafond industriële opties en interactie met CCS plafond

Om voldoende balans in de bijdrage van de SDE++ aan BKG-reductie in zowel de elektriciteitssector als de industrie te waarborgen is er gekozen voor een plafond voor de totale uitgaven aan BKG-reductie in industrie alsmede voor de totale ondersteuning van CO₂-reductie in de elektriciteitssector. Met het oog

³¹ PBL (2019) Conceptadvies SDE++ CO₂ reducerende opties - CCS.

³² Ibid.

op de rangschikking van industriële opties in de huidige ranking is het waarschijnlijk dat vooral CCS, goedkope restwarmte opties en de meest kosteneffectieve categorieën van industriële warmtepompen kans maken op toekenning van subsidie.

Op het moment dat CCS projecten sterk vertegenwoordigd zijn in de openstellingsrondes gedurende de eerste paar jaren en in een relatief korte tijd het plafond voor CCS behaald wordt, betekent dit dat een groot deel van het beschikbare budget voor CO₂-reductie in de industrie zal worden opgeslokt door CCS. Als het volledige plafond van CCS in de industrie gebruikt zou worden voor CCS bij bestaande locaties en hoge-concentratie bronnen betekent dit een jaarlijkse subsidiebehoefte van €394 miljoen, wat gelijk is aan 72% van het totale beschikbare budget voor industriële CO₂-reductie opties. Als er naast CCS een aantal grote restwarmte projecten in goedkope categorieën aanbieden bestaat het risico dat er relatief weinig budget overblijft voor elektrificatie in de industrie. Aangezien het onwaarschijnlijk is dat er een groot aantal CCS projecten in de eerste jaren aanbiedt lijkt dit risico op de korte termijn beperkt.

Echter, op de langere termijn kan een groot aantal CCS projecten in combinatie met een plafond voor industriële opties wel degelijk de uitrol van elektrificatie in de industrie beperken. Vanuit het oogpunt van maximale kosteneffectiviteit van CO₂-reductie is de beperkte stimulering van relatief dure elektrificatie opties niet problematisch, maar het is wel de vraag of op deze manier elektrificatie in de industrie voldoende wordt ondersteund om het behalen van BKG-emissiereductieopgave voor deze sector op de lange termijn te waarborgen.

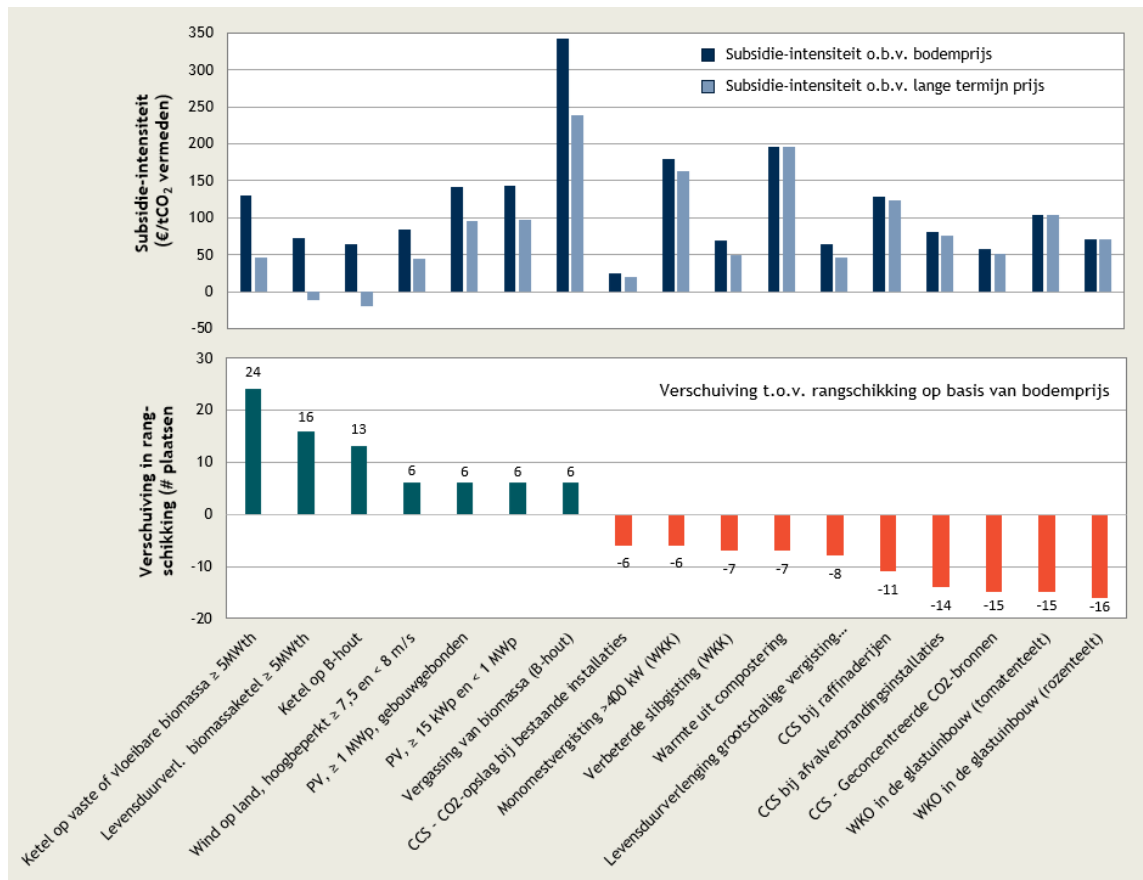
Een andere factor die een belangrijke rol speelt is de ontwikkeling van de ETS prijs. Wanneer deze voldoende stijgt, zal CCS met weinig tot geen subsidie uit kunnen en is de impact op het subsidiebudget ook beperkt. Hierdoor kan het lange termijn risico dat CCS een (te) groot aandeel van het industriebudget verbruikt ook kleiner worden.

3.2 Impact van methode berekening subsidie-behoefte op rangschikking

Zoals uitgelegd in hoofdstuk 2.6 zijn er twee methoden om de subsidie-intensiteit voor technieken te berekenen, de ene is op basis van bodemprijzen en de andere op basis van lange termijn prijzen. Bij de meeste technieken is de impact van de keuze tussen deze twee methodes beperkt, maar voor een aantal technieken heeft deze keuze een substantiële impact op de plaats in de rangschikking. Figuur 3-3 laat de techniekcategorieën zien waar de impact van de berekeningsmethode voor de subsidie-intensiteit een verplaatsing in de rangschikking van meer dan 5 plaatsen betekent (voor een volledig vergelijk van impact van de twee methoden op de rangschikking zie Annex A). Hieruit blijkt dat met name hernieuwbare energiebronnen voordeel hebben bij de rangschikking op basis van lange termijn prijs (m.u.v. een aantal vergistingscategorieën) ten koste van een aantal CCS categorieën en WKO in de glastuinbouw.

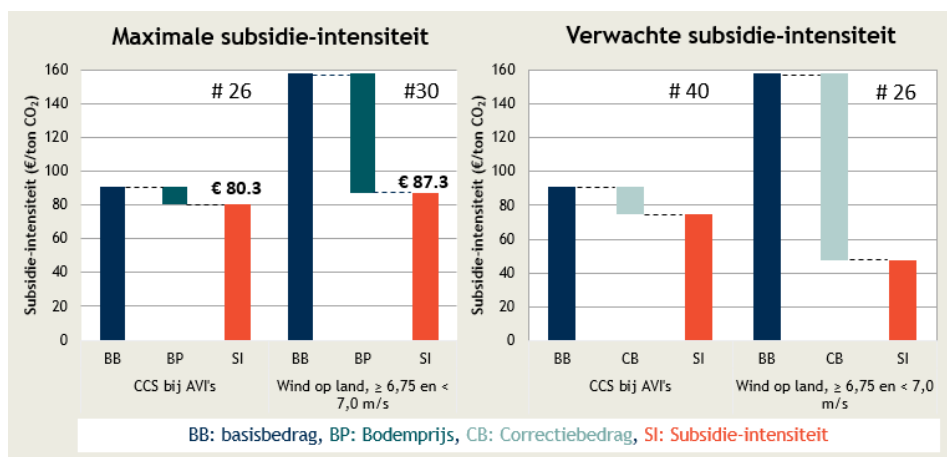
In figuur 3-3 valt het op dat er voor beperkt een aantal technieken een grote verschuiving plaatsvindt op het moment dat de rangschikking wordt gebaseerd op de verwachte subsidie-intensiteit (op basis van de lange termijn prijs) i.p.v. op basis van de maximale subsidie-intensiteit (op basis van bodemprijs). Dit geldt met name voor een aantal biomassa opties en dit effect wordt veroorzaakt door het feit dat bij deze technieken het basisbedrag en het correctiebedrag erg dicht bij elkaar liggen. Als er uiteindelijk voor rangschikking op basis van de verwachte subsidie-intensiteit gekozen wordt, betekent dit zelfs voor twee biomassa categorieën dat er geen sprake meer is van een onrendabele top en deze categorieën dus niet meer door de SDE++ ondersteund zullen worden.

Figuur 3-3 Technieken waar keuze berekening subsidie-intensiteit een grote impact op de plaats in de rangschikking (>5 plaatsen verschil)



Om te illustreren hoe de verschillende berekeningsmethoden de hoogte van het subsidie-intensiteit en de plaats in de rangschikking beïnvloeden is in Figuur 3-4 voor de categorie ‘Wind op land >6.75 en <7.0 m/s’ en CCS bij AVI’s de berekening van de subsidie-intensiteit voor de verschillende methodes getoond. De rangschikking op basis van verwachte subsidie-intensiteit leidt er voor beide technieken toe dat de subsidie-intensiteit kleiner wordt, maar omdat deze van CCS bij AVI’s minder snel daalt dan bij andere technieken, schuift deze techniek naar achteren in de rangschikking van plaats 26 naar plaats 40, terwijl de categorie ‘Wind op land >6.75 en <7.0 m/s’ naar voren gaat van plaats 30 naar 26.

Figuur 3-4 Invloed van berekeningsmethode subsidie-intensiteit op hoogte van subsidie-intensiteit en plaats in rangschikking



4 Beoordeling coherentie

In de voorgaande hoofdstukken hebben we in detail gekeken naar methodologische keuzes en beleidsaannames die onderdeel zijn van de ontwerp SDE++ en naar de verwachte effecten van deze keuzes op de werking van de regeling als geheel. In dit hoofdstuk zoomen we verder uit en ligt de nadruk op de vraag hoe de verschillende technieken en uitgangspunten zich verhouden tot de regeling als geheel en haar doelstellingen (interne consistentie). Daarnaast wordt er aandacht besteed aan de plaats van de SDE++ in de bredere context van het Nederlandse klimaat -en energiebeleid en mogelijke synergiën of incoherenties met andere beleidsmaatregelen.

4.1 Interne consistentie

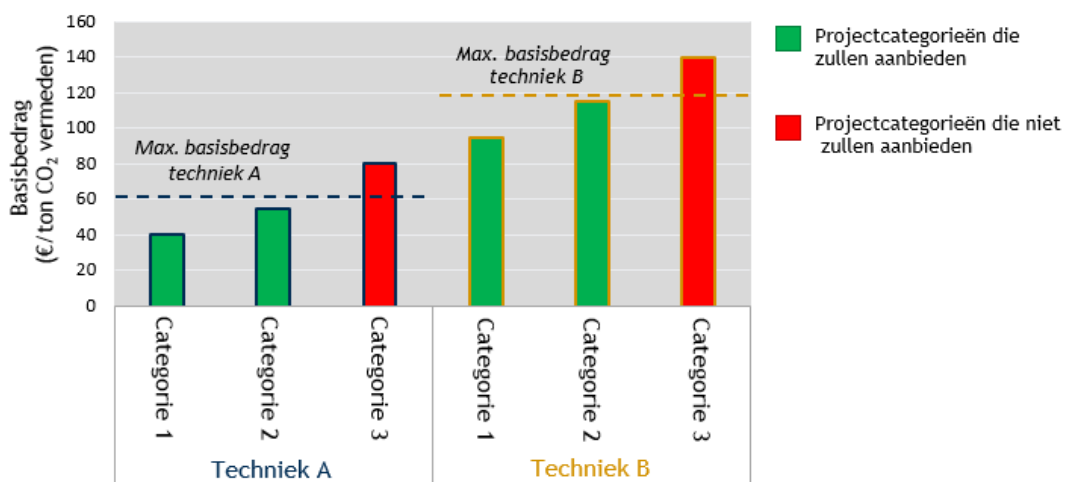
4.1.1 Effectief sturen op maximale kosteneffectiviteit

Het uitgangspunt van kosteneffectiviteit is één van de belangrijkste kenmerken van de SDE en dit uitgangspunt komt tot uiting in verschillende aspecten van het ontwerp van het instrument, zowel in de methodiek als in het uitvoeringsproces. Er zijn echter ook een aantal keuzes die de kosteneffectiviteit van de regeling als geheel mogelijk negatief beïnvloeden, onder andere in het proces rondom de definitie van categorieën, evenals in de vormgeving van het toekenningsproces.

Kosteneffectiviteit binnen technieken versus algehele kosteneffectiviteit

Binnen de SDE++ is bij het berekenen van basisbedragen en bij het definiëren van categorieën binnen technieken uitgegaan van het meest kosteneffectieve deel van de projecten binnen een techniek in plaats van op het merendeel van de projecten van een techniek. Hoewel dit kosteneffectieve uitrol binnen een techniek bevordert kan deze aanpak de kosteneffectiviteit van de regeling als geheel negatief beïnvloeden. Echter, de duurdere projecten in techniek A, kunnen nog steeds kosteneffectiever zijn dan de meest kosteneffectieve projecten van techniek B. Door niet voldoende categorieën toe te voegen binnen een techniek wordt daardoor de kosteneffectiviteit van de regeling als geheel verminderd (zie Figuur 4-1).

Figuur 4-1 Impact van het vaststellen van het max. basisbedrag op basis van de meest kosteneffectieve opties binnen een techniek.



Het is belangrijk om te benoemen dat dit probleem ook al in de huidige SDE+ aanwezig is. Er zijn windprojecten in gebieden mogelijk die nu niet in aanmerking komen voor een subsidie, bijvoorbeeld

vanwege te ongunstige windsnelheden, terwijl duurdere zonprojecten wel subsidie kunnen verkrijgen. Het is echter zo dat het effect van deze aanpak, in de nieuwe SDE++ groter wordt dan in de huidige regeling doordat er een grotere spreiding is in de kosten binnen een techniek en er soms ook grote stappen zitten in subsidie-intensiteit tussen technieken. Daarnaast leidt ook het uitgangspunt van het kosteneffectieve deel van de potentiële projecten i.p.v. het merendeel van de potentiële projecten ertoe dat er minder categorieën worden opengesteld of de basisbedragen van de categorieën conservatiever worden vastgesteld.

4.1.2 *Kosteneffectieve broeikasgasreductie op de korte versus lange termijn*

Kosteneffectiviteit is altijd het oogmerk geweest van de SDE, oftewel ‘hoe kan je de uitrol van hernieuwbare energie maximaliseren binnen het beschikbare budget’. Hoewel de doelstelling van de SDE nu gaat verschuiven van het stimuleren van hernieuwbare energie naar BKG-reducerende maatregelen, zal het uitgangspunt van maximale kosteneffectiviteit gehandhaafd blijven. Het ontwerp van de regeling dat sterk gericht is op onderlinge concurrentie tussen technieken leidt er automatisch toe dat de technieken met de kleinste onrendabele top als eerst subsidie ontvangen. Dit betekent dat er met name projecten beschikt worden met technieken die nú de laagste kosten hebben, maar niet de technieken die potentieel hebben om in de toekomst de meest kosteneffectieve techniek te *worden of* technieken waarvan we denken dat we ze op termijn nodig hebben om de meest kosteneffectieve totaaloplossing te realiseren. Deze gerichtheid op statische (korte termijn) kosteneffectiviteit, in plaats van dynamische (lange termijn) kosteneffectiviteit maakt het ontwerp van de SDE inherent minder geschikt voor het stimuleren van duurdere, minder marktrijpe technieken.

In de huidige selectie van CO₂-reducerende technieken lijkt gezocht te worden naar een combinatie van technieken die nodig zijn voor kosteneffectieve CO₂-reductie op korte termijn, maar ook op lange termijn. Dit laatste komt vooral naar voren in de keuze voor het toevoegen van waterstof. Deze techniek is (ongeacht de impact op de netto CO₂-uitstoot) namelijk aanzienlijk duurder dan het merendeel van de overige technieken. Hoewel het vanuit een lange termijn perspectief wenselijk kan zijn een dergelijke techniek te stimuleren, omdat deze een belangrijke rol kan spelen in het balanceren van het fluctuerende elektriciteitsaanbod, seizoensgebonden energieopslag en het verduurzamen van toepassingen waar een energiedrager met een hoge energiedichtheid nodig is (zwaar transport, bepaalde industriële processen), zal de bijdrage van de SDE++ aan de uitrol van deze techniek zeer gering zijn. Dit betekent dat effectieve uitrol van dit soort technieken die naast CO₂-emissiereductie ook nog belangrijke systeemfuncties vervullen binnen een volledig hernieuwbaar energiesysteem, stimulering via additioneel instrumentarium behoeft.

Het bewerkstelligen van leereffecten

Het stimuleren van bepaalde technieken kan ook een strategie zijn om leerprocessen voor een bepaalde techniek te stimuleren en daarmee bij te dragen aan een kostendaling op de lange termijn. Zo heeft de stimulering van PV uitrol in Duitsland aan het eind van de jaren 2000 sterk bijgedragen aan de ontwikkeling van grootschalige productiefaciliteiten voor PV modules en de daarmee gepaard gaande kostendaling, die tot op de dag van vandaag doorgaat. In de selectie van de nieuwe technieken die aan de SDE++ worden toegevoegd zitten ook een aantal technieken waarvoor een substantieel innovatiepotentieel bestaat. Dit geldt voor grootschalige waterstofproductie, industriële warmtepompen, maar ook voor een aantal technieken rondom het winnen van energie uit water (o.a. d.m.v. osmose). Echter, vanwege het feit dat de kosten van dergelijke technieken vaak relatief hoog zijn maken deze weinig kans op toekenning van subsidie binnen de SDE++. Dit betekent dat voor het

bevorderen van leerprocessen en kostendalingen voor deze technieken (zoals waterstofproductie en energieopwekking met osmose) andere typen van stimuleringsinstrumenten waarschijnlijk beter geschikt zijn.

Voor technieken die op technologisch gebied nog niet helemaal volwassen zijn of waarbij experimenten in de praktische toepassing van belang zijn kunnen beleidsinstrumenten die pilotprojecten en demonstratieprojecten ondersteunen effectief zijn. Voor technieken die in technologisch opzicht volwassen zijn, maar waarvoor nog groot kostenreductiepotentieel bestaat in de productieketen in het geval van opschaling, is stimulering door middel van een uitrolinstrument geschikter. Echter, wanneer de subsidie-intensiteit nog steeds relatief hoog is ten opzichte van andere technieken kan uitrolinstrument waarbij niet geconcurrereerd wordt met andere technieken, bijvoorbeeld een aparte tenderprocedure zoals voor wind op zee, een effectiever instrument zijn om een dergelijke techniek te stimuleren dan de SDE++.

4.2 Externe coherentie

4.2.1 *De rol van de SDE++ in de context van de klimaatwet en het klimaatakkoord*

De verbreding van de SDE is een ontwikkeling die niet op zichzelf staat, maar onderdeel is van een nationaal klimaatbeleid waarin wordt ingezet op ambitieuze BKG-emissiereductiedoelstellingen voor 2030 en 2050. Om deze reden is het dan ook relevant om aandacht te besteden aan de plek die de vernieuwde SDE++ inneemt binnen het totale pakket aan maatregelen dat is afgesproken in het ontwerp klimaatakkoord en hoe de regeling zich verhoudt tot andere voorgenomen instrumenten. Hierbij wordt gekeken naar de uitdagingen waaraan de SDE++ een effectieve bijdrage kan leveren en naar uitdagingen waarvoor de inzet van de SDE++ minder geschikt is en dus andere beleidsmaatregelen behoeven.

Reductieopgaven in het klimaatakkoord

De verbreding van de SDE+ naar de SDE++ is geen eenvoudig proces en heeft een grote impact op de hele methodiek en werking van de regeling. Desalniettemin is de verbreding van de regeling met het oog op het klimaatakkoord een logische stap. Het klimaatakkoord geeft invulling aan de stappen die genomen moeten worden om de doelstelling voor 2030 die in de klimaatwet is vastgelegd te behalen. In het klimaatakkoord is er niet alleen sprake van een algemene doelstellingen, maar ook van sectorale doelstellingen. Zo zijn er sectordoelen voor de gebouwde omgeving, landbouw, de transportsector, de elektriciteitssector en de industrie. Het toevoegen van een aantal industriële CO₂-reductietechnieken aan de SDE++, schept de mogelijkheid om niet alleen aan de klimaatopgave binnen de energiesector, maar ook aan die van de industrie bij te dragen.

Het is belangrijk om te realiseren dat de SDE++ een substantiële bijdrage kan leveren aan de emissiereductieopgaves in de energiesector en de industrie, maar dat de bijdrage van de SDE++ op zichzelf niet voldoende is om de doelstellingen in deze sectoren te halen. Binnen de energiesector wordt verwacht dat hernieuwbare elektriciteitsopwekking op korte termijn geen subsidie meer nodig zal hebben. Desalniettemin zal het realiseren van een aandeel hernieuwbare energie van ten minste 27% in 2030 sterke faciliterende en regisserende rol van de overheid vergen. Deze sterke groei in de hernieuwbare energie capaciteit is namelijk niet alleen afhankelijk van de economische haalbaarheid, maar ook van het wegnemen van belemmeringen op het gebied van ruimtelijke inpassing. Daarnaast wordt in het elektriciteitshoofdstuk van het klimaatakkoord de ambitie uitgesproken om in 2030 over

een totale elektrolysecapaciteit van 3-4 GW te beschikken. Met het oog op de eerder genoemde mismatch tussen de SDE++ en stimulering van grootschalige waterstofproductie d.m.v. elektrolyse, ligt op dit gebied de ontwikkeling van nieuw beleidsinstrumentarium (bijv. een specifiek stimuleringsprogramma voor waterstof en andere elektriciteitsopslag technieken) voor de hand. Ook in de industrie zal een breed pakket aan maatregelen en initiatieven vanuit het bedrijfsleven nodig zijn om de doelstellingen uit het klimaatakkoord te halen.

Onderzoek van PBL naar de transitie naar een vrijwel klimaatneutrale economie in 2050 heeft veel inzicht opgeleverd over de mogelijke pakketten van beleidsmaatregelen waarmee deze doelstelling behaald kan worden. Hieruit kwam naar voren dat het behalen van een 95% emissiereductie op de lange termijn niet mogelijk is als er op de korte termijn alleen wordt ingezet op de meest kosteneffectieve maatregelen, maar dat er ook duurdere maatregelen genomen moeten worden die essentieel zijn voor de transitie.³³ Dergelijke maatregelen zijn niet geschikt voor ondersteuning door middel van de SDE++.

Nationale CO₂-heffing

Om het behalen van de CO₂ reductiedoelstelling voor de industrie te borgen is er in het klimaatakkoord besloten om een nationale CO₂-heffing in te voeren. Het precieze ontwerp van deze regeling is nog onbekend, maar het zal waarschijnlijk een totale CO₂-prijs worden die wordt gecorrigeerd voor de ETS-prijs. De heffing zal geen vlakke belasting zijn die betaald moet worden over de gehele uitstoot, maar slechts over het gedeelte dat boven een vooraf vastgestelde CO₂-voet uitkomt. Daarnaast zal het instrument rekening moeten kunnen houden met risico's voor weglekeffecten en flexibiliteit moeten bieden voor bedrijven onderling om gezamenlijk aan de voorgeschreven CO₂-uistoot norm te voldoen. Op deze manier kunnen bedrijven met hogere BKG mitigatiekosten kosten besparen door in meer kosteneffectieve maatregelen in andere bedrijven te investeren.

De CO₂-heffing en SDE hebben beide een rol te vervullen voor het behalen van CO₂-reductie binnen de industrie, maar de interacties tussen deze twee instrumenten brengen ook uitdagingen met zich mee. Voor bedrijven die de SDE++ subsidie inzetten om onder de maximale CO₂-uitstoot norm te blijven en daarmee voorkomen dat CO₂-heffing betaald moet worden, lijkt het niet redelijk om deze vermeden kosten als extra inkomstenbron in het correctiebedrag mee te nemen. Echter, op het moment dat industriële partijen door het verkrijgen van SDE++ subsidie ruim onder de CO₂ voet uitkomen en hierdoor extra inkomsten kunnen halen uit het bieden van flexibiliteit aan bedrijven die boven de CO₂-voet uitkomen, is het van belang er voor deze additionele opbrengsten gecompenseerd wordt. Hoe dergelijke inkomsten moeten worden gecorrigeerd in het correctiebedrag om dubbele opbrengsten uit het SDE project te voorkomen zal bekeken moeten worden op het moment dat er een duidelijker beeld is van de vormgeving van de CO₂-heffing.

Een tweede, wellicht nog lastigere uitdaging is hoe de combinatie van deze twee instrumenten zo vormgegeven kan worden dat er een gelijk speelveld is voor vergelijkbare bedrijven met vergelijkbare CO₂-reductie kosten, ook wanneer de ene partij een subsidie ontvangt en de andere niet (bijvoorbeeld door beperkingen in beschikbaarheid van SDE budget of het niet rond krijgen van de benodigde infrastructuur). Dit laatste kan namelijk tot gevolg hebben dat het bedrijf dat de subsidie toegekend gekregen heeft geen CO₂ hoeft te betalen en de concurrent die hier niet in geslaagd is wel. Echter, als het niet ontvangen van de SDE subsidie niet geheel binnen de verantwoordelijkheid van dit tweede

³³ PBL (2018) Kosten energie- en klimaattransitie in 2030 -Update 2018

bedrijf ligt vergt het sterke argumenten om dit bedrijf dan wel een heffing te laten betalen. Afhankelijk van de hoogte van de CO₂-voet kan het zijn dat dit effect versterkt wordt door de aanwezigheid van de plafonds voor CO₂-reductie binnen de industrie en voor CCS.

4.2.2 *Infrastructuur voor CCS en restwarmte*

CCS en restwarmte zijn technieken die een aansluiting op een algemene transport-infrastructuur behoeven, die er in veel gevallen nog niet is. In de conceptadviezen is wel een bijdrage voor het gebruik van deze infrastructuur meegenomen in de berekening van het basisbedrag, maar dit wil nog niet zeggen dat deze infrastructuur daarmee ook gerealiseerd zal worden. Hiervoor is in veel gevallen namelijk een voldoende potentieel voor benutting van de infrastructuur of afname van de warmte vereist en moeten ook vergunningen verkregen worden, wat tot risico's leidt die niet altijd goed gemitigeerd kunnen worden door de aanvragende en ontwikkelende partijen.

Als we bijvoorbeeld naar CCS kijken, zien we dat deze techniek met name aantrekkelijk is bij grote CO₂-puntbronnen. In Nederland staan veel van deze puntbronnen in industriële clusters, waarbij een aantal grote uitstoters in een relatief klein gebied aanwezig zijn. Onderzoek heeft uitgewezen dat CCS in dergelijke gebieden de aanleg van één gemeenschappelijke hoofdinfrastructuur voor CO₂-transport en opslag de totale CCS kosten per bedrijf substantieel kan verlagen. Aanleg van dergelijke infrastructuur door de overheid kan ervoor zorgen dat er tijdig een gezamenlijke CO₂-infrastructuur gerealiseerd wordt, omdat er niet gewacht hoeft te worden tot een grote groep bedrijven het onderling zo geregeld heeft dat de grote onzekerheden rondom de investering in dergelijke infrastructuur zijn weggenomen.³⁴ Dit betekent dat een proactieve rol van de overheid in de aanleg van een CO₂-hoofdinfrastructuur ervoor kan zorgen dat het risico op non-realiseren van CCS projecten verminderd wordt. Aan de andere kant levert dit wel weer een nieuw risico op voor stranded assets op het moment dat deze infrastructuur maar in beperkte mate door de private sector gebruikt wordt.

4.2.3 *De SDE++ en de interactie met belastingtarieven*

Door toevoeging van nieuwe technieken aan de SDE die energie verbruiken, worden de kosten voor energieverbruik, zowel voor de SDE techniek als voor de techniek die vervangen wordt van groter belang. Energiebelastingen maken in veel gevallen een significant deel uit van energiekosten, en voor verschillende sectoren of bedrijfspgroepen gelden verlaagde belastingtarieven of zelfs belastingvrijstellingen. Sommige van deze fiscale voordelen dragen bij aan de kosteneffectiviteit van de SDE++, terwijl andere juist tot een hogere subsidie-intensiteit leiden.

Bij de meeste elektrificatie technieken wordt aardgasverbruik gehanteerd als de vermeden brandstof. Het vermeden gasverbruik wordt meegenomen in het correctiebedrag en heeft daarmee invloed op de subsidie-intensiteit. Als in de berekening van het correctiebedrag wordt uitgegaan van bedrijven die het reguliere belastingtarief op gas betalen, betekent dit dat het voor bedrijven voor wie een lager belastingtarief geldt, bijvoorbeeld voor industriële grootverbruikers of bedrijven uit de glastuinbouwsector, minder interessant wordt om een elektrificatieproject via de SDE++ te implementeren. Het tegenovergestelde geldt voor bedrijven die minder belasting betalen voor elektriciteit, voor hen zullen investeringen in elektrificatie-technieken juist aantrekkelijker zijn. Dit geldt bijvoorbeeld voor bedrijven die deelnemen aan de MJA3/MEE convenanten en een elektriciteitsverbruik hebben van meer dan 10 miljoen kWh en daarom zijn vrijgesteld van

³⁴ Ecorys & Trinomics (2018) Marktonwikkeling en marktordening Carbon Capture and Storage (CCS).

energiebelasting op elektriciteit. De in het klimaatakkoord voorgenomen verschuiving van de energiebelasting van elektriciteit naar gas kan fungeren als een extra prikkel voor elektrificatie en de subsidie-intensiteit voor elektrificatieprojecten binnen de SDE++ verlagen.

Op dit moment wordt naar aanleiding van het uitgangspunt van het kosteneffectieve potentieel uitgegaan van de fiscale situatie die voor de meeste partijen binnen dit potentieel geldig is. Hoewel het niet corrigeren voor fiscale ongelijkheid kan leiden tot het mislopen van een deel van het CO₂-emissiereductiepotentieel, lijkt een opsplitsing van verschillende fiscale situaties in verschillende categorieën niet praktisch uitvoerbaar, noch wenselijk in een generiek instrument als de SDE. Het uitgangspunt van de fiscale situatie van projecten binnen het 'kosteneffectieve potentieel' lijkt daarom een werkbare oplossing.

5 Risicoanalyse

In dit hoofdstuk analyseren we de risico's die volgen uit de belangrijkste aandachtspunten die we in voorgaande hoofdstukken hebben geanalyseerd. Hierbij maken we een inschatting wat betreft:

- Het risico, bestaande uit;
 - De impact die een aandachtspunt op het functioneren van de SDE++ kan hebben;
 - De kans dat een aandachtspunt zich in de praktijk manifesteert;
 - De omvang waarin het zich in de praktijk kan manifesteren;
- De beschikbaarheid en effectiviteit van mitigerende maatregelen.

5.1 Analyse kader voor risicoanalyse

Voor het inschatten van de mogelijke impact van de belangrijkste aandachtspunten op het functioneren van de SDE+ gebruiken we pijlers uit Tabel 5-1.

Tabel 5-1 Pijlers voor risicoanalyse

Pijler		Definitie
Effectiviteit	BKG-reductie	Het systeem leidt tot optimale BKG-reductie
	Aantrekkelijkheid voor projecten	Het systeem is voldoende aantrekkelijk voor de markt waardoor het totale subsidiebudget toegekend kan worden met concurrentie tussen de projecten
	Uitvoering	Het systeem leidt niet tot praktische uitvoeringsproblemen en/of bovenmatige juridische procedures die de toekenning van subsidiegelden vertragen
	Realisatie en exploitatie	De realisatiegraad van projecten die subsidie toegekend hebben gekregen en de exploitatie van deze installaties blijft vergelijkbaar met de huidige situatie
Efficiëntie	Subsidie	Het systeem minimaliseert de kosten per vermeden ton CO ₂
	Uitvoering	Uitvoeringskosten van het systeem zijn laag en proportioneel t.o.v. de subsidiebedragen. Kosten per techniek zijn in verhouding tot het geheel

5.2 Risicoanalyse van belangrijkste aandachtspunten

5.2.1 Grotere invloed van voorspellingen op rangschikking en subsidieverstrekking

De overgang van subsidieverstrekking op basis van de prijs per kilowattuur hernieuwbare energie (SDE+) naar de subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂ (SDE++) is vanuit een methodologisch perspectief een aanzienlijke verandering en leidt tot extra onzekerheid. De voornaamste onzekere factor in de SDE+ is de inschatting van de kosten per kWh voor hernieuwbare energieprojecten, op basis van de huidige energieproductiekosten van de betreffende techniek (levelised cost of energy). De methodiek van de SDE++ omvat meerdere onzekere factoren. Zo wordt de subsidieverstrekking mede bepaald door inschattingen van PBL over (1) de *toekomstige* prijzen van elektriciteit en gas³⁵, (2) de *toekomstige* ETS-prijs en (3) de *toekomstige* elektriciteitsmix (in 2030). Daarnaast is de mate van onzekerheid per factor hoger doordat het om inschattingen over de *toekomst* gaat.

³⁵ De lange termijn prijzen voor elektriciteit en gas is ook van belang in de methodiek van de SDE+. Echter hebben deze enkel invloed op de basisenergieprijs (bodemprijs in de SDE++) in de SDE+ en dienen zodoende enkel om de maximale subsidiebehoefte te bepalen.

Deze onzekerheden leiden tot een verhoogd risico voor de efficiëntie en daarmee de effectiviteit van de SDE++. Dit komt bijvoorbeeld tot uiting in het volgende scenario: Bij de indiening van projecten heeft project A (een elektrificatieproject) een lagere subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂ dan Project B (een hernieuwbaar energieproject). Hierdoor eindigt project A hoger in de rangschikking dan Project B en ontvangt dus subsidie (Project B ontvangt geen subsidie). Na 15 jaar blijkt dat de subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂ van Project A hoger te zijn dan de subsidiebehoefte van Project B doordat de daadwerkelijk elektriciteitsmix in 2030 afweek van de voorspelling (waardoor de indirecte emissies door elektriciteitsgebruik van Project A hoger zijn dan verwacht) en/of omdat de daadwerkelijke gemiddelde elektriciteitsprijs afweek van de verwachte lange termijn elektriciteitsprijs (waardoor de kosten voor Project A hoger uitvallen dan voor Project B). Na 15 jaar blijkt dus dat het efficiënter zou zijn geweest om Project B in plaats van Project A te subsidiëren.

De kans is groot dat dit risico de effectiviteit en efficiëntie van de SDE++ zal verminderen. De omvang van het risico is minder eenvoudig te voorspellen. Deze hangt immers af van verschillende factoren zoals de hoogte van het openstellingsbudget, het aantal projecten dat aanbiedt en de mate waarin de voorspellingen afwijken van de daadwerkelijke waardes. De afhankelijkheid van voorspellingen van bepaalde parameters lijkt echter onvermijdelijk voor de verbreding van de SDE+ en om te kunnen sturen op techniekneutrale kosteneffectieve CO₂ reductie. Er zijn tot dusverre geen effectieve mitigatiemaatregelen voor dit risico geïdentificeerd.

5.2.2 Focus op korte termijn kosteneffectiviteit

Kosteneffectieve CO₂-reductie is een dynamisch begrip. De kosten en zelfs de vermeden CO₂ (voornamelijk door de veranderende elektriciteitsmix) van technieken veranderen namelijk over tijd en de mate van verandering verschilt per techniek. Hierdoor is er sprake van uitruil tussen de korte termijn kosteneffectiviteit en lange termijn kosteneffectiviteit. Door de ontwerpkeuzes van de SDE++ wordt er impliciet gestreefd naar kostenefficiëntie over een periode van 15 jaar. Het risico hiervan is dat technieken die kunnen bijdragen aan een kosteneffectieve CO₂-reductie op de lange termijn (2050), maar minder kosteneffectief zijn op de korte termijn onvoldoende worden gestimuleerd door de SDE++.³⁶ De kans dat dit risico de lange termijn effectiviteit negatief beïnvloed schatten wij in als aanzienlijk. De omvang van de impact is afhankelijk van de ontwikkelingen in technieken en daardoor niet eenvoudig te voorzien. Een mogelijke mitigatiemaatregel is om projecten/technieken die van belang zijn voor kosteneffectieve lange termijn CO₂-reductie middels andere mechanismes te stimuleren of om deze in een apart onderdeel van de SDE++ onder te brengen, vergelijkbaar met de aanpak die bij wind op zee is gehanteerd.

5.2.3 Rangschikken op basis van maximale subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂

De impact van het definiëren van de subsidiebehoefte als basisbedrag min bodemprijs (in plaats van basisbedrag min lange termijn prijs) is dat de rangschikking plaats vindt op basis van de *maximale* subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂ in plaats van de *verwachte* subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂. Dit vermindert de effectiviteit van de regeling doordat het mogelijk is dat projecten met een hogere *verwachte* subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂ dan andere projecten toch subsidie ontvangen (zie rekenvoorbeeld in sectie 2.6.2). Deze ontwerpkeuze pakt nadelig uit voor projecten waarbij de lange termijn prijs *procentueel* dichtbij het basisbedrag ligt. Doordat de bodemprijs gelijk is aan 2/3^e deel van de lange termijn prijs is het verschil tussen de *maximale* onrendabele en de

³⁶ Hierbij gaat het voornamelijk over technieken die elektriciteit gebruiken (en niet enkel hernieuwbare elektriciteit) en technieken waarin veel innovatiemogelijkheden zijn.

verwachte onrendabele top groter bij dit type projecten dan bij projecten waarbij het *procentuele* verschil tussen de lange termijn prijs en het basisbedrag groter is. De kans dat dit risico de effectiviteit van de SDE++ vermindert is aanzienlijk. Bovendien kan de omvang van de impact significant zijn.

Het alternatief, rangschikken op basis van *verwachte* subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂, sluit beter aan bij de doelstelling van de SDE++ (kosteneffectieve CO₂-reductie). De *verwachte* kosten zijn immers een nauwkeurigere inschatting van de daadwerkelijke kosten dan de *maximale* kosten.

5.2.4 Uitrusten kosteneffectiviteit binnen technieken en tussen technieken

Een van de uitgangspunten van de SDE++ is dat projecten uit verschillende technieken met elkaar kunnen concurreren, hetgeen de regeling techniekneutraal maakt. In het huidige ontwerp is de scope voor indiening van nieuwe projecten mogelijk té beperkt - door strikte voorwaarden van technieken en categorieën en het ontbreken van extra categorieën voor minder kosteneffectieve projecten. De voornaamste impact hiervan is dat de efficiëntie van de SDE++ lager is dan in een ideale situatie (zie verdere uitleg en figuur in sectie 4.1.1). Dit komt voort uit het geval waar projecten van technieken die een relatief lage subsidiebehoefte hebben binnen het totale spectrum van technieken, niet indienen omdat hun kosten hoger zijn dan de kosten waarop het basisbedrag berekend is voor hun specifieke techniek of categorie. Hierdoor is het mogelijk dat er projecten om deze reden niet indienen, terwijl er duurdere projecten wel aan bod komen in andere technieken. Dit zal in de praktijk voorkomen omdat PBL de kosten voor enkele nieuwe technieken vrij conservatief heeft ingeschat (o.b.v. uitgangspunt kosteneffectief project) en er slechts een beperkt aantal categorieën binnen een techniek zijn gedefinieerd. Dit is overigens ook in de huidige SDE+ als het geval, maar door de toename van het aantal technieken zal dit naar onze verwachting een sterker effect hebben in de SDE++. We merken overigens op dat wij bij het onderwerp externe coherentie constateren dat dit wellicht voor de algehele efficiëntie niet optimaal is maar wel coherent met klimaatakkoord en meer lange termijn doelen om een breed scala aan CO₂-reducerende technieken te ontwikkelen.

Als alternatief zouden er meer categorieën (ook voor minder kosteneffectieve categorieën binnen een techniek) gedefinieerd kunnen worden. Dit beschouwen wij echter als een minder aantrekkelijke optie dan de huidige aanpak, met name omdat er veel onzekerheden in de aannames en inschattingen voor nieuwe technieken zitten en er dus een reële kans bestaat dat de conservatieve aannames voor een groter dan verwacht deel van de markt toch uit kunnen. Als er bij een eerste openstelling van een nieuwe techniek al voor gekozen was om categorieën voor minder kosteneffectieve projecten te definiëren, dan was dit niet aan het licht gekomen en hadden partijen waarschijnlijk - voor zover mogelijk - in de categorie met een hoger basisbedrag aangeboden, hetgeen tot over-subsidiëring leidt.

De ontwerpkeuze voor het initieel uitsluiten van categorieën voor minder kosteneffectieve projecten beoordelen wij daarom als begrijpelijk. Hoewel dit de efficiëntie van de SDE++ kan verminderen, beschouwen wij het alternatief als een groter risico op de efficiëntie van de regeling. Bovendien kunnen er na een aantal jaar alsnog extra categorieën worden toegevoegd zoals ook in het verleden is gedaan. Hierdoor kunnen kosteneffectieve projecten alsnog aan bod komen, waardoor de impact slechts uitstel van enkele jaren hoeft te zijn, en geen afstel. Voorzichtig beginnen met de nieuwe regeling lijkt wijsheid.

Voor sommige gevallen, lijkt het er overigens op dat het niet goed mogelijk is om extra categorieën toe te voegen voor projecten die minder kosteneffectief zijn. Om dit goed te kunnen doen is het namelijk

van belang dat er een duidelijke verklarende factor is voor de kosteneffectiviteit van de toepassing, zoals bijvoorbeeld de gemiddelde windsnelheid bij windenergie. Dan kunnen projecten op basis van deze factor ingedeeld worden naar categorieën. Maar bij technieken zoals restwarmte is het onduidelijk of er een vergelijkbare factor vastgesteld kan worden en of deze factor objectief genoeg vastgesteld kan worden zonder mogelijkheden tot manipulatie. De benodigde pijplengte is bijvoorbeeld slechts deels verklarend voor de kosten en kan langer dan nodig gemaakt worden om in een categorie met een hoger basisbedrag terecht te komen. Hierdoor lijkt het toevoegen van extra categorieën slechts beperkt toepasbaar voor de nieuwe technieken.

5.2.5 Mindere aansluiting van nieuwe technieken bij generieke methodiek

De effectiviteit van de SDE+ is in de loop der jaren verbeterd door de mogelijkheid de regeling jaarlijks te herzien en daarbij de geleerde lessen uit eerdere jaren te verwerken. Het toepassen van dit “leereffect” werd versterkt doordat de SDE+ enkel toegankelijk was voor hernieuwbare energieprojecten. Deze projecten zijn over het algemeen (1) relatief klein waardoor het volume van projecten groot is en/of (2) hebben vergelijkbare karakteristieken waardoor er een beperkte spreiding zit in de kosten. Deze eigenschappen van de projecten zorgen ervoor dat de SDE+ zich goed leent voor het meenemen van lessen uit voorgaande jaren in het verder aanscherpen van de regeling.

Bij sommige nieuwe technieken die aanspraak maken op de SDE++ ontbreken deze eigenschappen. Zo is de omvang van CCS- en waterstofprojecten over het algemeen groter dan die van de hernieuwbare energieprojecten waardoor het volume aan projecten lager is. Bovendien hebben projecten in industriële restwarmte, CCS en waterstof over het algemeen een grote spreiding van kosten *binnen* de techniek. Het eerste kenmerk leidt ertoe dat er voor technieken minder projecten zijn om lessen uit te trekken in de eerste jaren. Het tweede kenmerk leidt ertoe dat de geleerde lessen minder relevant zijn voor de herziening van de SDE++ omdat de projecten heterogeen zijn. Hierdoor zal het leereffect in de SDE++ waarschijnlijk minder sterk zijn dan in de SDE+.

Het toevoegen van de heterogene technieken waarbij een laag volume aan projecten wordt verwacht heeft mogelijk een negatieve impact op de efficiëntie van de SDE++. De kans op oversubsidiëring binnen deze technieken is groter dan in die van andere technieken net als de kans dat de subsidiehoogte juist té laag is voor de meeste projecten om aan te bieden. Het risico tot oversubsidiëring kan mogelijk (deels) worden gemitigeerd door het invoeren van een fase waarin de kosten verder gespecificeerd worden na de initiële toekenning van grote projecten. Op basis van de uitkomst van deze verdere specificatie / kostencontrole zou het basisbedrag dan naar beneden bijgesteld kunnen worden indien het project onder gunstigere voorwaarden wordt gerealiseerd dan het referentieproject waarop het basisbedrag gebaseerd is (bijvoorbeeld wanneer de restwarmtebron en afnemer dicht bij elkaar liggen). Hierbij zou dan wel vooraf gespecificeerd moeten worden op basis van welke afwijkingen hoeveel gecorrigeerd kan worden. Een andere mitigerende maatregel kan zijn om na realisatie de daadwerkelijk gemaakte kosten te controleren en op basis hiervan het basisbedrag naar beneden bij te kunnen stellen. Dit lijkt ons echter lastig in de praktijk uit te voeren aangezien er vaak een grote diversiteit aan kosten gemaakt worden, waarvan een deel intern is (en dus niet via een factuur te controleren) en andere kosten een combinatie van werk kunnen omvatten (die deels binnen de scope vallen). Bovendien kunnen er overkoepelende afspraken met aannemers zijn, zoals bijvoorbeeld een volumekorting achteraf wanneer meerdere projecten bij dezelfde aannemer ondergebracht worden.

5.2.6 *Baseren van emissiefactor baseload op gemiddelde marginale optie*

De impact van de ontwerpkeuze om de emissiefactor voor gebruikte elektriciteit van projecten die vollast draaien te baseren op de marginale inzet in 2030 in plaats van de gemiddelde elektriciteitsmix in 2030 is dat het de indirecte emissies door elektriciteitsgebruik verhoogt.³⁷ Het resultaat hiervan is dat berekende vermeden CO₂ van bepaalde technieken (grootschalige warmtepompen, industriële restwarmte en waterstofproductie) lager uitvalt dan wanneer de gemiddelde elektriciteitsmix van 2030 als uitgangspunt zou gelden. Hierdoor is de subsidiebehoefte per vermeden ton CO₂ voor deze technieken hoger en zullen ze zodoende minder snel in aanmerking komen voor een subsidie. Dit leidt tot een risico met betrekking tot de effectiviteit in CO₂-emissiereductie omdat de emissiereductie van deze technieken mogelijk wordt onderschat.

In onze optiek zijn er argumenten om voor baseload elektrificatie opties de gemiddelde emissiefactor van de elektriciteitsmix te hanteren in plaats van de emissiefactor van de gemiddelde marginale optie. De keuze voor de gemiddelde marginale optie impliceert namelijk dat de elektriciteitsmix in 2030 een gegeven is, waarbij extra elektrificatie tot extra opwek met de veronderstelde installaties in 2030 leidt. De elektriciteitsmix in 2030 is echter niet onafhankelijk van het subsidiëren van elektrificatie opties. Zo zal het stimuleren van elektrificatieopties de voorspellingen van de toekomstige elektriciteitsvraag beïnvloeden en daarmee de investeringsbeslissingen die nu gemaakt worden en hiermee mede de elektriciteitsmix in 2030 vormen. Hoe elektrificatie deze beslissingen zal beïnvloeden is echter niet te isoleren van de invloed van andere ontwikkelingen (o.a. de verdere uitrol van hernieuwbare elektriciteit, flexibiliseringsopties, energie besparingsmaatregelen). Maar dat elektrificatie onderdeel is van de factoren die de mix zullen vormen is duidelijk, waardoor wij het iets beter passend vinden om de emissiefactor van de gemiddelde elektriciteitsmix te hanteren.

5.2.7 *Ander instrumentarium nodig voor effectieve stimulering waterstofproductie*

Het voornaamste aandachtspunt wat betreft het conceptadvies over waterstofproductie is de vermeden CO₂. Doordat er in het conceptadvies wordt aangenomen dat projecten die waterstof produceren met elektrolyse 8000 vollasturen draaien leidt deze vorm van waterstofproductie tot meer CO₂-uitstoot dan waterstofproductie door *Steam Methane Reforming* (de vervangen techniek). De impact van deze ontwerpkeuze is dat waterstofproductie met elektrolyse nooit gesubsidieerd kan worden vanuit de SDE++, ongeacht de kosten. Onder andere aannames - een lager aantal vollasturen waarbij een aanzienlijk deel van de tijd hernieuwbare elektriciteit wordt gebruikt - kan waterstofproductie met elektrolyse wel leiden tot vermeden CO₂. Echter blijft het waarschijnlijk dat waterstofproductie één van de minst kosteneffectieve technieken zal blijven waardoor de kans op subsidieverstrekking aan waterstofprojecten klein blijft. Hierdoor is de impact van de ontwerpkeuze waarschijnlijk beperkt.

Het huidige ontwerp kan tot een effectiviteitsrisico leiden als blijkt dat waterstofproductie wel aanspraak maakt op SDE++ subsidie onder de bovengenoemde alternatieve uitgangspunten. De kans hierop is echter erg klein omdat de subsidiebehoefte per vermeden CO₂ o.b.v. de alternatieve uitgangspunten nog steeds enorm hoog zal zijn in vergelijking met andere technieken³⁸ Het effectiviteitsrisico voor de SDE++ is miniem omdat de regeling techniekneutrale kosteneffectieve CO₂-

³⁷ Naar verwachting zullen de hernieuwbare bronnen zo veel mogelijk in gebruik zijn en zullen gascentrales voornamelijk worden ingezet wanneer er onvoldoende hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is. Hierdoor is het aandeel elektriciteit uit een gascentrale groter in de marginale optie dan in de gemiddelde elektriciteitsmix. Het is niet bekend welke waardes er zullen worden gebruikt in de SDE++ voor de emissiefactor van de gemiddelde marginale optie en de gemiddelde elektriciteitsmix.

³⁸ Tenzij projecten met aanzienlijk lagere kosten kunnen aanbieden doordat ze bijvoorbeeld gebruik maken van additionele (Europese) subsidies.

reductie nastreeft en de kosten voor waterstofproductie momenteel relatief hoog zijn in vergelijking met andere technieken. Vanuit een breder beleidskader is dit wel een aandachtspunt omdat er wordt gestreefd naar de stimulering van waterstofproductie, hetgeen niet aansluit bij de SDE++ methodiek.

5.2.8 Afhankelijkheid aanleg gezamenlijke infrastructuur

De realisatie van CCS- en industriële restwarmteprojecten is afhankelijk van de beschikbaarheid van gezamenlijke infrastructuur die er in vele gevallen nog niet ligt en waarbij ook nog niet duidelijk is of en wanneer deze gerealiseerd zal worden. Hierdoor bestaat het risico dat er ondanks de mogelijkheid voor dit type projecten om gebruik te maken van de SDE++ ze niet worden gerealiseerd. In het geval dat projecten wel subsidie toegekend krijgen, maar ze niet worden gerealiseerd heeft dit een grote impact op de effectiviteit van de regeling doordat het beschikingsbudget wel lager wordt en er dus minder subsidie kan worden verstrekt aan andere projecten. De waarschijnlijkheid van dit risico hangt af van de exacte toekenningsvoorwaarden voor subsidie aan deze projecten en de mate waarin projecten aanbieden terwijl er nog geen zekerheid is over de gezamenlijke infrastructuur. Dit risico kan mogelijk worden gemitigeerd door enkel subsidie toe te zeggen aan projecten die niet afhankelijk zijn van gezamenlijke infrastructuur of door de realisatie van benodigde infrastructuur te waarborgen, alvorens subsidies te beschikken voor projecten die van dergelijke infrastructuur afhankelijk zijn. Deze zekerheid kan geboden worden door bindende afspraken te maken met de private sector over de aanleg van deze infrastructuur, eventueel in combinatie met cofinanciering vanuit de overheid. Een minder proactieve houding vanuit de overheid ten aanzien van de realisatie van de benodigde infrastructuur kan er toe leiden dat het risico voor CCS projecten te groot wordt waardoor er te weinig aanvragen zullen worden ingediend om de aanleg van transportinfrastructuur te rechtvaardigen.

Hoewel dit ook voor andere technieken in de SDE geldt (bijvoorbeeld beschikbaarheid van netcapaciteit voor zon PV) is dit voor CCS en restwarmte een specifiek probleem wat betrekking heeft op een klein aantal infrastructurele projecten die de ontsluiting van een groot deel van het marktpotentieel bepalen (met name in het geval van Porthos en Athos voor CCS).

5.2.9 Algemene aanname per categorie over ETS-plicht aanvragers

Het aandachtspunt dat er een algemene aanname per categorie wordt gedaan wat betreft het wel/niet ETS-plichtig zijn van aanvragers kan zowel tot verminderde effectiviteit leiden als tot verminderde efficiëntie. Verminderde effectiviteit kan ontstaan wanneer het subsidiebedrag te laag wordt voor een deel van de aanvragers doordat gekort wordt voor ETS-inkomsten die niet van toepassing zijn op de aanvrager, waardoor de regeling onvoldoende aantrekkelijk wordt en projecten niet doorgezet worden. Anderzijds kan er verminderde efficiëntie van de verstrekte subsidie ontstaan, doordat er niet voor ETS-inkomsten wordt gekort terwijl deze wel van toepassing zijn en partijen dus meer subsidie ontvangen dan ze nodig hebben. Door te generaliseren over categorieën zullen zulke gevallen zeker voorkomen en in de gevallen waarin het voorkomt, kan de impact significant zijn. De waarde van emissierechten schommelde in 2019 tot dusverre namelijk tussen de €20/ton en €30/ton wat een flink aandeel is van de totale subsidiebehoefte van de technieken (veelal tussen €50/ton en €200/ton - zie hoofdstuk 3).

Een mogelijke oplossing zou zijn om verschillende correctiebedragen te hanteren voor aanvragers die wel of niet ETS-plichtig zijn. Welke partijen ETS-plichtig zijn is beschikbaar in het ETS-register en kan dus relatief eenvoudig getoetst worden. Dit zou overigens lang niet voor alle technieken hoeven te gebeuren, want veelal zijn inkomsten uit overtollige ETS-rechten niet van toepassing voor de hele

techniek/categorie.³⁹ Hoewel het zou kunnen dat deze toetsing in specifieke gevallen complexer is, beoordelen wij de onnauwkeurigheid van een algemene ETS-aanname per categorie als dusdanig groot dat wij adviseren om de mogelijkheden voor differentiatie per aanvrager te onderzoeken.

5.2.10 Onduidelijkheid CO₂-heffing

Het gebrek aan duidelijkheid rondom de voorgenomen CO₂-heffing kan de effectiviteit van de regeling negatief beïnvloeden. Dit kan bijvoorbeeld komen doordat partijen nog geen subsidieaanvraag indienen in afwachting van duidelijkheid op dit punt. Op basis van geluiden uit de markt zal dit zeker in een aantal gevallen voorkomen, maar hoe omvangrijk dit soort gevallen zullen zijn is moeilijk in te schatten.

Verder kunnen er geschillen ontstaan met partijen die al wel ingediend hebben en het niet eens zijn met hoe er voor de CO₂-heffing gecorrigeerd wordt en kan de interactie tussen een heffing enerzijds en een stimuleringsregeling met een budgetplafond anderzijds tot moeilijke situatie leiden. Met name het geval wanneer een subsidieaanvraag afgewezen wordt en de aanvragende partij vervolgens een heffing moet betalen over de CO₂-uitstoot moet goed onderzocht worden.

5.2.11 Verminderde kosteneffectiviteit door plafonds

Het gebruik van de plafonds leidt tot een inherent risico op verminderde efficiëntie van de subsidiegelden binnen een regeling waarbij op kosten efficiëntie wordt toegekend, zoals de SDE++. In het ontwerp van de SDE++ zijn drie plafonds opgenomen. Op basis van de huidige rangschikking en marktpotentie lijken deze plafonds in ieder geval een rol te kunnen gaan spelen voor CCS. In het geval dat het CCS plafond bereikt wordt zullen projecten met een hogere subsidiebehoefte aan bod komen, wat tot verminderde efficiëntie van de regeling als geheel zal leiden. Gezien de lange doorlooptijd van CCS projecten verwachten wij dat dit risico zich nog niet in de eerste jaren van de regeling zal voordoen. In de latere jaren wordt dit mogelijk wel het geval met een significantere impact op de kostenefficiëntie van de regeling.

³⁹ Op basis van onze huidige inschatting spelt dit voornamelijk voor de industriële opties

Tabel 5-2 Samenvatting risico's

#	Aandachtspunt	Type impact						Omvang impact	Advies
		Effectiviteit				Efficiëntie			
		CO ₂ -reductie	Aantrekkelijkheid projecten	Uitvoering	Realisatie/	Subsidie	Uitvoering		
1	Invloed van voorspellingen op rangschikking en subsidieverstrekking	X				X		Significant	Risico is inherent aan stimuleren van breder pallet aan emissiereducerende technieken. Geen advies geformuleerd.
2	Focus op korte termijn kosteneffectiviteit	X	X			X		Onbekend	Overweeg additionele beleidsinstrumenten of aparte sub-regeling (zoals gedaan bij wind op zee) voor lange termijn technieken.
3	Rangschikken op basis van maximale subsidiebehoefte per vermeden ton CO ₂	X	X			X		Significant	Overweeg aanpassing regeling.
4	Uitruil kosteneffectiviteit binnen technieken en tussen technieken		X			X		Beperkt	Evalueer na eerste openstellingsronde of extra categorieën nodig en mogelijk zijn.
5	Mindere aansluiting van nieuwe technieken bij generieke methodiek		X			X		Significant	Bestudeer mogelijkheid tot invoeren van kostenspecificatiefase voor grote projecten.
6	Baseren van emissiefactor baseload op gemiddelde marginale optie	X	X			X		Onbekend	Overweeg over te stappen naar het gebruik van de emissiefactor van de elektriciteitsmix in 2030.
7	Ander instrumentarium nodig voor effectieve stimulering waterstofproductie	X	X					Beperkt	Overweeg toevoegen van extra categorie. Focus voor stimulering van waterstofproductie op ander instrumentarium
8	Afhankelijkheid aanleg gezamenlijke infrastructuur			X	X		X	Significant	Overweeg meer proactieve houding om realisatie infrastructuur te waarborgen.
9	Algemene aanname per categorie over ETS-plicht aanvragers		X			X		Significant	Onderzoek mogelijkheden om ETS-plicht te toetsen per aanvrager.
10	Onduidelijkheid CO ₂ -heffing			X				Onbekend	Onderzoek interactie wanneer heffing verder uitgewerkt wordt.
11	Verminderde kosteneffectiviteit door plafonds					X		Beperkt (korte termijn) / Significant (lange termijn)	Geen

6 Overwegingen inpassing extra technieken na 2020

Naast de verbreding van het aantal technieken in de SDE++ in 2020, zal er in de daaropvolgende jaren overwogen worden of er nog meer technieken toegevoegd kunnen worden. In dit hoofdstuk geven we een aantal overwegingen mee aangaande de keuzes om extra technieken toe te voegen. Hierbij behandelen we eerst het algemene afwegingskader om vervolgens de mogelijkheden en barrières voor een aantal specifieke technieken te bespreken.

6.1 Algemeen afwegingskader

Het ministerie van EZK hanteert een afwegingskader om de juiste vorm van stimulering voor technieken te bepalen. Dit afwegingskader behandelt in eerste instantie de vraag welk instrument het meest geschikt is (subsidie, beprijzing, normering, etc.) en indien een subsidie het meest geschikt blijkt, of de SDE++ dan de juiste regeling is om deze subsidie te verstrekken. De criteria die hierbij gehanteerd worden zijn samengevat in Tabel 6-1. Deze criteria beoordelen wij als logisch en goed doordacht.

Tabel 6-1 Criteria voor toetsing of SDE++ regeling juiste instrument is om techniek te stimuleren

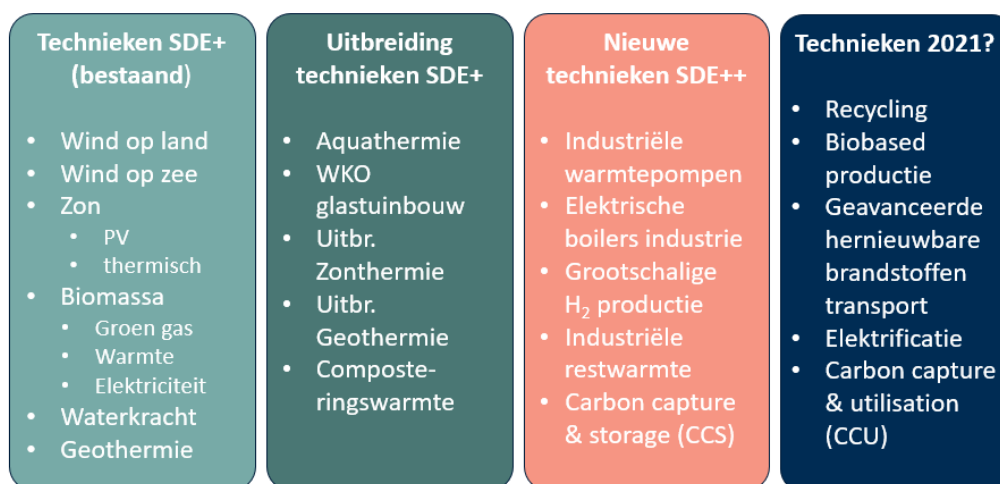
criterium	Toelichting
1. Techniek is voldoende marktrijp	De techniek moet zowel technisch als economisch voldoende ontwikkeld zijn om op schaal uitgerold te worden. Praktisch vertaalt dit zich in een basisbedrag en subsidiebehoefte die kunnen concurreren met andere technieken. Wanneer dit niet het geval is, is het onwaarschijnlijk dat de techniek subsidie toegekend zal krijgen in de SDE++ regeling.
2. Techniek heeft een onrendabele top	Een belangrijke barrière voor de uitrol van de techniek is dat deze nog (net) te duur is vergeleken met andere opties in de markt (er is een onrendabele top), wat verholpen kan worden door het verstrekken van een exploitatiesubsidie. Wanneer dit niet het geval is en uitrol alsnog niet plaatsvindt, wijst dit erop dat er andere barrières zijn die de uitrol in de weg staan.
3. Techniek heeft een aanzienlijk effect m.b.t. het vermijden van broeikasgasemissies	De techniek heeft als belangrijk effect het vermijden van broeikasgasemissies. Dit is noodzakelijk omdat dit het doel van SDE++ regeling is en technieken op basis van subsidiebehoefte per vermeden hoeveelheid CO ₂ gerangschikt worden. Wanneer een techniek het vermijden van broeikasgasemissies slechts als beperkt neveneffect heeft, zal deze hoogstwaarschijnlijk ook niet aan bod komen bij de rangschikking.
4. Normering of verplichting stuit op grote uitvoeringsbezwaren of onaanvaardbare weglek van CO ₂	In sommige gevallen kan het terugdringen van broeikasgasemissies effectief bereikt worden door bijvoorbeeld maximale uitstoot te normeren. Het voordeel hiervan is dat dit geen subsidie behoeft. Dit kan ongewenste neveneffecten hebben, waaronder het verslechteren van de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie evenals het ‘weglekken’ van uitstoot naar landen waar de normering niet van kracht is. Daarnaast is normering in sommige gevallen in de praktijk moeilijk uit te voeren.
5. Praktische inpassing in SDE++ leidt niet tot onoverkomelijke bezwaren	Keuzes wat betreft de referentietechniek, de afbakening van het systeem en de inschatting van de waarden voor de benodigde elementen voor het inpassen in de regeling (o.a. het basisbedrag, correctiebedrag en de vermeden CO ₂) zijn voor de techniek op een voldoende objectieve manier te maken.

Eén van de grote uitdagingen bij het toevoegen van CO₂-reducerende technieken is dat de emissiereductie-effecten in een aantal gevallen indirect zijn en dus niet binnen de scope van het SDE++ project maar elders in de keten plaatsvinden. Echter, zoals blijkt uit de voorgaande hoofdstukken is het objectief bepalen van een emissiereductie bij de huidige selectie van technieken, waarbij de meeste emissie-effecten vrij direct zijn, al zeer uitdagend. Zo waren er bijvoorbeeld al grote uitdagingen bij het op objectieve en robuuste wijze bepalen van de vermeden CO₂ uitstoot bij elektrificatietechnieken, door de indirecte emissies uit het elektriciteitsverbruik. Wanneer een nog bredere scope aan (keten)emissies wordt meegenomen, wordt dit in onze ogen onwerkbaar (praktisch bezwaar bij inpassing - criterium 5), omdat het dan vrijwel onmogelijk wordt om algemeen geldende uitgangspunten vast te stellen voor de referentieprojecten. Het gevolg is dat wij het voorlopig niet realistisch achten om technieken in de SDE++ op te nemen waarbij scope 3 emissies moeten worden meegenomen.

6.2 Mogelijkheden en barrières voor specifieke technieken

Voor de SDE++ openstelling in 2020 zijn de bestaande technieken, een uitbreiding op de bestaande technieken en vijf nieuwe technieken geselecteerd. Maar er zijn ook al vijf technieken geïdentificeerd die eventueel na 2020 kunnen worden toegevoegd aan de SDE++ regeling (zie figuur 6-1). In deze sectie verkennen wij in welke mate wij denken dat deze nieuwe technieken zouden passen in het huidige ontwerp van de SDE++ en identificeren we de belangrijkste barrières voor inpassing (indien aanwezig). Hierbij is het belangrijk om te benadrukken dat het startpunt van deze beoordeling niet is of het stimuleren van deze technieken wel of niet gewenst is, maar dat de vraag enkel is of wij verwachten dat deze technieken effectief binnen de SDE++ gestimuleerd kunnen worden of dat er wellicht andere beleidsmaatregelen gewenst zijn.

Figuur 6-1 Herhaling overzicht technieken in 4 groepen voor de SDE++



6.2.1 Recycling en biobased productie

Voor het opnemen in de SDE++ van zowel recycling als biobased productie geldt een aantal aandachtspunten. Ten eerste geldt voor beide technieken dat ze in veel gevallen niet primair gericht zijn op het behalen van emissiereducties en in ieder geval niet enkel op het behalen van emissiereducties. Beide technieken zijn namelijk belangrijke opties voor doelen rondom het verhogen van circulariteit en het reduceren van primair grondstofgebruik. Binnen de SDE++ regeling worden deze technieken enkel op hun bijdrage aan emissiereducties beoordeeld en daardoor niet volledig op waarde

geschat. Hierdoor is er een grote kans dat een deel van de toepassingen van deze technieken in de SDE++ regeling niet aan bod komen, terwijl het stimuleren ervan wel belangrijk zou kunnen zijn voor de bredere verduurzamingsdoelen.

Ten tweede merken we op dat de mate waarin bij deze technieken BKG emissiereducties optreden sterk varieert en dat in de gevallen waarbij de potentiële emissiereductie substantieel is, deze vaak elders in de keten plaatsvindt. De overstap van conventionele plastics naar bioplastics bijvoorbeeld, levert geen emissiereductie op in het productieproces (wellicht zelfs een lichte toename), terwijl dit het proces is dat subsidie behoeft. De emissiereducties vinden plaats op het moment dat de plastics in het afval belanden en verbrand worden, omdat dan van bioplastics kan worden aangenomen dat dit CO₂-neutraal is, terwijl dit voor uit aardolie geproduceerde plastics niet geldt. Dit is methodologisch mogelijk, aangezien ook voor hernieuwbare energie en elektrificatie-opties wordt gerekend met (vermeden) emissies elders in de keten. Echter, het is hierbij wel van belang dat er universele of ten minste representatieve aannames gedaan kunnen worden ten aanzien van de opbouw en emissies in de bestaande keten. Op dit vlak bestaan meerdere uitdagingen. Daarnaast is het zo dat het meenemen van emissies elders in de keten, anders dan door elektriciteitsverbruik, niet gedaan wordt bij andere technieken. Indien dit voor nieuwe technieken wel gedaan wordt, leidt dit tot een inconsistente aanpak of tot de noodzaak om ketenemissies voor alle technieken te gaan berekenen, wat uitdagend is en de regeling complexer maakt.

Biobased productie en recycling zijn beide thema's waaronder een breed scala aan verschillende technieken valt. Voor biobased productie bijvoorbeeld kan gekeken worden naar een zeer divers palet aan stoffen/producten. De huidige productieprocessen die gebruikt worden om deze producten te maken kunnen sterk uiteenlopen, zowel binnen één productcategorie als tussen verschillende typen producten. Hierdoor wordt het erg uitdagend om algemeen geldende aannames te doen over de hoeveelheid vermeden CO₂, maar ook over het basisbedrag, aangezien de kosten ook sterk kunnen variëren. Daarnaast is het de vraag in hoeverre het wenselijk en praktisch uitvoerbaar is om binnen de SDE++ regeling conceptadviezen te ontwikkelen voor een thema/techniek die zo divers is.

Samenvattend stellen wij vast dat er voor zowel recycling als biobased productie methodologische uitdagingen zijn bij het inpassen in de SDE++ regeling. Hiernaast hebben beide technieken een bredere bijdrage dan enkel emissiereducties, waardoor er een risico bestaat dat deze technieken niet voldoende en/of niet effectief gestimuleerd zullen worden binnen de SDE++ regeling.

6.2.2 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen transport Geavanceerde biobrandstoffen

Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen kunnen zowel biobrandstoffen (tweede en derde generatie) als synthetische brandstoffen omvatten (met behulp van *power-to-gas/liquids*). In het geval van biobrandstoffen zien wij als grootste aandachtspunt dat deze al gereguleerd zijn door middel van een bijmengverplichting waarvan het aandeel eerste generatie biobrandstoffen gemaximeerd is. Hierdoor is er al stimulering van geavanceerde biobrandstoffen, waardoor subsidiëring naar verwachting geen additionele CO₂-reductie oplevert. Daarnaast geldt voor verschillende geavanceerde biobrandstoffen dat de productieprocessen zich nog in een ontwikkelingsfase bevinden, wat maakt dat een subsidie voor grootschalige uitrol op dit moment niet vanzelfsprekend lijkt (want onvoldoende marktrijp). Voor de ondersteuning van dergelijke technieken lijkt ondersteuning van innovatie en demonstratieprojecten meer geschikt dan een uitrol-instrument zoals de SDE++. Voor de ondersteuning van een deel van de

geavanceerde biobrandstoffen, dat al wel dicht genoeg bij de markt is en waar geen overlap met de bijmengverplichting ontstaat, zou de SDE++ wellicht wel zinvol kunnen zijn.

Synthetische brandstoffen

Voor synthetische brandstoffen gelden een aantal andere uitdagingen, waaronder enkele die ook het subsidiëren van waterstof in de SDE++ lastig maken. Synthetische brandstoffen worden geproduceerd uit waterstof en dus gelden alle zorgen rondom het behalen van emissiereducties met waterstofproductie d.m.v. elektrolyse ook voor synthetische brandstoffen. Daarbij komt dat de productie van synthetische brandstof ook CO₂ als input behoeft en de oorsprong van deze CO₂ van belang is. Wanneer deze CO₂ namelijk van fossiele oorsprong is en na gebruik van de brandstof alsnog in de atmosfeer terecht komt, is er wel vermeden CO₂ door het vermeden gebruik van bijvoorbeeld benzine, maar lukt het niet om de emissies van de industrie die de CO₂ aanlevert te voorkomen. Hierdoor kan een dergelijke inrichting een barrière vormen voor het bereiken van een volledig klimaatneutrale samenleving en zou als extra eis toegevoegd moeten worden dat de gebruikte CO₂ van biogene oorsprong is of direct aan de atmosfeer onttrokken is (*direct air capture*). Verder zijn de kosten voor synthetische brandstoffen nog hoger dan die van waterstof, aangezien de productie van synthetische brandstoffen berust op een combinatie van waterstofproductie gevolgd door een aantal verdere chemische stappen. Dit betekent dat de problemen rondom hoge basisbedragen en subsidie-intensiteiten voor deze brandstoffen nog in hogere mate zullen spelen dan bij waterstof. Dit betekent dat ook voor synthetische brandstoffen stimulering via ander instrumentarium zoals innovatieregelingen beter lijkt te passen.

Op basis van bovengenoemde analyse kan de SDE++ wellicht voor een aantal geavanceerde biobrandstoffen een geschikt instrument zijn om op korte termijn (2020-2030) geavanceerde hernieuwbare brandstoffen te stimuleren. Door de interactie met de bijmengverplichting zijn er echter wel risico's m.b.t. de additionaliteit van de potentiële broeikasgasreductie. Daarnaast is de broeikasgasreductie ook afhankelijk van de grondstof en conversietechniek. Voor synthetische brandstoffen ligt SDE++ minder voor de hand.

6.2.3 Elektrificatie

Onze belangrijkste zorg bij het opnemen van elektrificatie opties in de SDE++ is dat deze niet primair bedoeld zijn om emissies te reduceren, maar net zoals bijvoorbeeld waterstof een oplossing zijn om een groter aandeel hernieuwbare elektriciteitsopwekking in te passen. Daarmee kan het voorkomen dat elektrificatie opties wanneer ze concurreren op basis van emissiereducties niet aan bod komen, terwijl het stimuleren van deze technieken belangrijk kan zijn voor het inpassen van een hoog aandeel variabele hernieuwbare elektriciteitsopwekking en daarmee indirect emissiereducties mogelijk maakt. Op korte termijn kan grootschalige elektrificatie leiden tot extra CO₂ uitstoot door de additionele elektriciteitsvraag. Echter, de toename in elektriciteitsvraag zal naar verwachting ook werken als stimulus voor de elektriciteitssector om nieuwe (hernieuwbare) capaciteit bij te bouwen. Daarnaast gaat elektrificatie in een aantal gevallen samen met energiebesparing (warmtepompen, elektrische auto's, elektromotoren), waardoor wel degelijk emissiereducties behaald worden, ook bij gebruik van de huidige gemiddelde elektriciteitsmix.

Verder zien we geen grote bezwaren met de inpassing van verdere elektrificatieopties. Ons advies is om bij elektrificatieopties per geval te bekijken of de techniek kan concurreren op basis van verwachte

emissiereducties. Indien dat het geval is en er geen verdere grote bezwaren voor de techniek gelden, kan deze waarschijnlijk ingepast worden binnen de SDE++.

6.2.4 CCU

CCU, Carbon Capture and Utilisation, is een brede groep van processen waarbij CO₂ (ten dele) wordt omgezet in een bruikbaar product. In de literatuur wordt meestal een onderscheid gemaakt in drie mogelijke bruikbare productgroepen: grondstof voor de chemie, brandstof en mineralisatie. Het is niet eenvoudig om van CO₂ weer een bruikbaar product te maken, CO₂ is immers een inert molecuul dat als eindproduct van een verbrandingsproces een lage energetische waarde heeft. Er moet dus veel energie worden toegevoegd om er weer iets bruikbaars van te kunnen maken en alleen als al die energie duurzaam is opgewekt kan er sprake zijn van CO₂ reductie. Voor de eerste en tweede productgroep geldt daarnaast dat er ook vaak groene waterstof noodzakelijk is om koolwaterstofverbindingen te kunnen maken, waardoor inpassing in de SDE++ regeling op korte termijn niet realistisch lijkt (zie paragraaf synthetische brandstoffen).

Mineralisatie

Een derde vorm van CCU is mineralisatie, een proces waarbij de koolstof die in de CO₂ aanwezig is chemisch gebonden wordt in een gesteente. Als de CO₂ wordt ingezet in mineralisatieprocessen dan is dit een exotherm proces en is er niet heel veel additionele energie nodig, hoewel er voor de versnelling van het proces wel additionele energietoevoer nodig is. De CO₂ is dan ook niet kort-cyclisch maar blijvend vastgelegd wat de vermeden CO₂ sterk verbetert. Uit onderzoek blijkt dat mineralisatie niet alleen veel gunstiger is voor de CO₂ reductie maar ook dat het 'closest to market' is van alle CCU technologieën en dat het relatief grote volumes CO₂ kan absorberen (denk aan bouwmaterialen). Op basis van de bovengenoemde redenen zien wij geen grote bezwaren voor de inpassing van mineralisatie in de SDE++ en is verdere verkenning van de mogelijkheden hiertoe te overwegen.

CO₂ in de tuinbouw

In Nederland is er nog een vierde CCU toepassing, namelijk het gebruik van afgevangen CO₂ voor 'bemesting' van gewassen in de glastuinbouw in plaats van het gebruik van fossiel opgewekte CO₂. In de Nederlandse glastuinbouwsector komt de praktijk van zomerstook voor. Dit houdt in dat de WKK-installaties of grootschalige gasboilers ook in de zomer aan staan voor de productie van CO₂, terwijl de warmte slechts deels wordt gebruikt. Door deze zomerstook te vervangen door het importeren van overtollige CO₂ uit de industrie kan een CO₂-reductie gerealiseerd worden.

Een eerste aandachtspunt is dat de afgevangen CO₂ van de industrie die wordt gebruikt in de glastuinbouw op korte termijn alsnog in de atmosfeer terecht komt door ventilatie van de kassen en na consumptie van de gewassen. Dus hoewel er wel een CO₂ emissiereductie plaatsvindt door het vermeden gasgebruik (van WKK of gasgestookte ketel), wordt de CO₂ uitstoot die vanuit de industrie wordt doorgeleid niet voorkomen, wat op langere termijn het realiseren van een CO₂ neutrale industrie kan belemmeren. Het kan daarom raadzaam zijn om bij het ondersteunen van CCU in de glastuinbouw zoveel mogelijk te streven naar CO₂ uit biogene bronnen zodat de oplossing onderdeel kan zijn van een volledig klimaatneutrale samenleving.

De volgende vraag is of subsidiëring het meest geschikte type beleidsinstrument is om deze vorm van CCU in de glastuinbouw te stimuleren. Er zijn meerdere aspecten (fiscale en andere regelingen) die hier

een rol spelen. Dit dient in samenhang bekeken te worden en nader onderzoek is nodig om te kijken of en hoe subsidiering vanuit de SDE++ in het totaal van de relevante overheidsinterventies past.

Indien een subsidie als het meest geschikte beleidsinstrument wordt gezien is het echter de vraag of de SDE++ het meest geschikte subsidie-instrument is. Deze is er namelijk op gericht om de uitrol van nieuwe technieken te bevorderen waarbij op de langere termijn subsidiering overbodig wordt (o.a. door leereffecten of door stijgende CO₂ prijzen; zie afwegingskader). Echter, dit laatste lijkt in het geval van CCU in de glastuinbouw niet of in minder mate het geval te zijn.

Samenvattend concluderen wij dat voor het stimuleren van CCU in de glastuinbouw de SDE++ niet op voorhand het meest geschikte instrument is (nader onderzoek is hier nodig). Bovendien kan subsidiëring van CCU in de glastuinbouw tot een blijvende subsidiebehoefte leiden, wat niet in overeenstemming is met de uitgangspunten van de SDE++.

6.2.5 Energiebesparing

Een laatste categorie waarvoor besproken wordt of deze mogelijk in de SDE++ opgenomen kan worden is energiebesparing (ofwel procesefficiëntie o.a. in de industrie). Er zijn verschillende uitdagingen bij het inpassen van energiebesparingsopties in de SDE++. Zo is er een grote verscheidenheid in potentiële SDE ++ technieken, vervangen technieken, inpassingskosten en in de huidige efficiëntie van de industrieprocessen waardoor het lastig wordt om op generieke wijze representatieve waardes te vinden voor basisbedragen en vermeden CO₂ uitstoot. Daarnaast zijn er bij investeringen in procesefficiëntie soms ook barrières, die niet direct te maken hebben met de investeringskosten en exploitatiekosten, maar bijvoorbeeld met de gedeerde inkomsten door het stilliggen van een productieproces. Dergelijke kosten zijn lastig te vangen in een basisbedrag. Verder is het zo dat energiebesparing niet direct te meten is. Om de energiebesparing in te schatten zullen dus altijd aannames gedaan moeten worden over het energiegebruik in het geval dat de energiebesparingstechniek niet geïmplementeerd zou zijn. Dit kan extra onzekerheden opleveren voor de inschatting van de hoeveelheid vermeden CO₂.

Tevens dient opgemerkt te worden dat er al verschillende beleidsinstrumenten (met meer of minder succes) geïmplementeerd zijn om energiebesparing te stimuleren. Zo lijkt het voor de hand te liggen om bij onvoldoende resultaten uit de (vrijwillige) energiebesparingsconvenanten over te schakelen op normering in plaats van op subsidie.

Daarnaast speelt er ook een fundamenteel bezwaar, namelijk dat het concept van een exploitatiesubsidie in de basis moeilijk te verenigen is met maatregelen om energie te besparen. Een exploitatiesubsidie is namelijk gebaseerd op het principe dat de productie gemeten wordt, er gestreefd wordt naar zo veel mogelijk productie (van bijv. hernieuwbare energie) en dat subsidie uitgekeerd wordt per productie-eenheid. Bij energiebesparingsmaatregelen wordt echter gestreefd naar zo min mogelijk consumptie waardoor er tegenstrijdige prikkels ontstaan. Zo is het bijvoorbeeld bij het gebruik van spaarlampen niet wenselijk om de subsidie af te laten hangen van het aantal uur dat de lamp aanstaat, omdat dit juist niet gemaximaliseerd moet worden. Dit kan leiden tot een fundamenteel probleem met het inpassen van energiebesparingsmaatregelen. Het is echter de vraag in hoeverre dit fundamentele bezwaar relevant is voor energiebesparingsmaatregelen in productieprocessen, omdat er bij productie per definitie naar zo groot mogelijke volumes gestreefd wordt.

Op basis van bovengenoemde bezwaren zien wij grote uitdagingen en risico's aangaande de inpassing van procesefficiëntie in de SDE++.

6.3 Conclusies met betrekking tot toevoegen extra technieken

In de voorgaande secties hebben wij een eerste verkenning van mogelijke barrières gepresenteerd bij inpassing van een aantal mogelijke extra technieken in de SDE++. Hierbij dient opgemerkt te worden dat dit slechts een verkennende analyse betreft waarbij niet alle mogelijke barrières zullen zijn geïdentificeerd. Deze analyse dient louter om de voor ons reeds bekende uitdagingen te presenteren en aan te geven of deze van dusdanige aard zijn dat ze leiden tot problemen bij de inpassing van deze technieken in de SDE++ regeling.

Op basis hiervan concluderen we dat er voor de meeste technieken dusdanige barrières bestaan, wat maakt dat deze technieken moeilijk inpasbaar zijn in de SDE++. Bij de meeste technieken in de selectie voor na 2020 bestaan methodologische uitdagingen. Hiernaast lijkt in een aantal gevallen vooralsnog sturing d.m.v. andere beleidsinstrumenten, waaronder normering, subsidiering via maatwerk en met name innovatiesubsidies een effectievere stimulans te zijn dan ondersteuning via de SDE++. Op basis van deze eerste verkenning zien wij tot nu toe vooral mogelijkheden voor inpassing van additionele elektrificatie opties en CCU-mineralisatie. Nader onderzoek zal nodig zijn om in meer detail vast te stellen of andere technieken eventueel ook inpasbaar zouden kunnen zijn.

7 Conclusies

Wens om breder palet aan BKG-reducerende maatregelen te stimuleren brengt uitdagingen met zich mee

De wens om naast duurzame energie een breder palet aan maatregelen te stimuleren is begrijpelijk in het licht van het klimaatakkoord. Voor het grootschalig en kosteneffectief terugdringen van BKG uitstoot is het namelijk niet alleen van belang dat er zoveel mogelijk duurzame energie wordt opgewekt (zoals gestimuleerd wordt met de huidige SDE+), maar ook dat deze energie goed in het systeem ingepast kan worden (bijvoorbeeld door flexibiliteitsopties zoals e-boilers te stimuleren). Bovendien zijn er kosteneffectieve opties beschikbaar anders dan duurzame energieproductie (bijvoorbeeld CCS).

Het stimuleren van een breder palet aan BKG-reducerende maatregelen dan enkel duurzame energieopwekking brengt echter wel substantiële uitdagingen met zich mee. Voor een correcte prioritering van maatregelen is het namelijk van belang dat de kosteneffectiviteit van de verschillende opties naar aan gezamenlijke eenheid wordt omgerekend (€/ton CO₂). En om dit te doen zijn meer variabelen van belang dan wanneer enkel duurzame energieopwekkingstechnieken met elkaar vergeleken worden. Zo spelen er bijvoorbeeld meer marktprijzen een rol (bijv. de ETS-markt), zijn er meer ontwikkelingen van belang (bijv. hoe de elektriciteitsmix zich ontwikkelt) en hebben de maatregelen een meer diverse bijdrage aan de energietransitie dan enkel het aandeel hernieuwbare energie verhogen.

Hierbij is het belangrijk om te benadrukken dat deze uitdagingen inherent zijn aan het verbreden van het klimaatbeleid. Dus hoewel deze uitdagingen nu aan het licht komen bij de beoordeling van het SDE++ ontwerp, zouden deze uitdagingen ook bestaan wanneer de SDE+ ongemoeid zou blijven en er voor andere instrumenten gekozen zou zijn om de andere maatregelen te stimuleren. Er zou dan immers een verdeling van budget over de instrumenten gemaakt moeten worden, wat ook een oordeel vereist over de aantrekkelijkheid en het belang van de technieken onder de verschillende instrumenten.

Door deze uitdagingen in de SDE aan te gaan, wordt de regeling minder robuust

De keuze om de SDE te gebruiken om het bredere palet aan maatregelen te stimuleren, zorgt ervoor dat de bijkomende uitdagingen binnen de SDE aangepakt moeten worden. Binnen de werking van de SDE met toekenning op basis van laagste kosten, leidt dit er in de praktijk toe dat voor alle technieken de vermeden CO₂ emissies berekend moeten worden en een subsidiebehoefte bepaald moet worden om op basis van kosten per vermeden hoeveelheid CO₂ te kunnen concurreren. Hierbij moeten een aantal inschattingen van toekomstige ontwikkelingen gemaakt worden die in de SDE+ niet of minder relevant waren. Zo speelt de inschatting van de toekomstige elektriciteitsmix een belangrijke rol in de bepaling van de emissiereducties en speelt de inschatting van de lange termijn prijs een belangrijke rol in de bepaling van de subsidiebehoefte. Bij de inschatting van de lange termijn prijs is de relevantie van een extra markt (de ETS-markt) het belangrijkste verschil aangezien deze relatief lastig te voorspellen is en waarschijnlijk ook minder correleert met de gas- en elektriciteitsmarkt dan de gas- en elektriciteitsmarkt onderling doen. Hierdoor is de kans groter dat de inschatting en rangschikking van

de kosteneffectiviteit van verschillende opties in de praktijk anders blijkt te zijn. Deze toegenomen invloed van inschattingen van toekomstige ontwikkelingen leidt ertoe dat de SDE++ onvermijdelijk minder robuust is dan de SDE+. Minder robuust betekent in onze ogen echter niet dat het niet mogelijk is. Echter men moet dan wel accepteren dat er straks, terugkijkend naar de subsidiebeslissingen, waarschijnlijk meer onvolkomenheden zitten in de subsidietoekenning dan nu in de SDE+ het geval is.

Nieuwe technieken passen minder goed bij de SDE

De vijf 'nieuwe' technieken die in het concept ontwerp opgenomen zijn (grootschalige warmtepomp, elektrische boilers, industriële restwarmte, waterstofproductie en CCS), passen over het algemeen minder goed bij de SDE dan de huidige scope van technieken.⁴⁰ Dit wordt veroorzaakt door vier onderliggende eigenschappen, zoals in de volgende paragrafen besproken.

Afhankelijkheid gezamenlijke infrastructuur

Ten eerste is er voor de realisatie van CCS en restwarmte projecten een grote afhankelijkheid van het tot stand komen van gezamenlijke infrastructuur (voor CO₂ transport en opslag, en distributie van warmte). De SDE voorziet wel een vergoeding voor het gebruik van deze infrastructuur, maar laat de aanleg van de infrastructuur aan andere partijen. Hierdoor bestaat er voor aanbieders een risico of deze infrastructuur tijdig gerealiseerd wordt, wat kan leiden tot minder indiening en/of minder realisatie van projecten. Hoewel dit ook voor andere technieken in de SDE geldt (bijvoorbeeld beschikbaarheid van netcapaciteit voor zon PV) is dit voor CCS en restwarmte een specifiek probleem wat betrekking heeft op een klein aantal infrastructurele projecten die de ontsluiting van een groot deel van het marktpotentieel bepalen (met name in het geval van Porthos en Athos voor CCS).

Bredere bijdrage aan energie transitie dan enkel BKG-emissiereductie

In het geval van waterstof, elektrische boilers en warmtepompen is de bijdrage van de technieken aan het systeem breder dan enkel BKG-emissiereducties. Een belangrijke bijdrage van deze technieken is namelijk ook dat ze een groter aandeel van variabele, hernieuwbare elektriciteitsbronnen mogelijk maken en een oplossing kunnen vormen voor de verduurzaming van uitdagende sectoren (bijv. zwaar transport en zware industrie). Door deze technieken mee te laten dingen in een systeem waarbij enkel de bijdrage aan BKG-emissiereducties gewaardeerd wordt, worden ze niet volledig op waarde geschat en kunnen keuzes gemaakt worden die niet optimaal zijn voor het systeem als geheel nu, of voor het systeem in de nabije toekomst.

Grote spreiding in uitgangssituaties en kosten

Hiernaast is voor alle nieuwe technieken behalve waterstofproductie een relatief grote spreiding in kosten en uitgangssituaties geïdentificeerd en hebben elektrificatieopties grote onzekerheid in de verwachte kosten voor elektriciteit. Hierdoor is het lastiger om een representatief basisbedrag te bepalen en ontstaat een risico op over- dan wel onderstimulering. Deze uitdaging is niet nieuw voor de SDE-regeling - bij windenergie is dit bijvoorbeeld ook het geval - maar brengt extra risico's met zich mee wanneer deze niet effectief gemitigeerd kan worden door het definiëren van extra categorieën. Met name voor restwarmte en in minder mate voor elektrische boilers en industriële warmtepompen lijkt dit het geval.

⁴⁰ Naast deze vijf technieken worden er nog een vijftal andere technieken toegevoegd. Die zijn echter qua karakteristieken en methodiek vergelijkbaar aan technieken die al eerder in de SDE+ zaten, waardoor er geen noodzaak was tot een extra beoordeling.

Nog onvoldoende marktrijp

Specifiek voor waterstofproductie geldt dat deze techniek nog onvoldoende marktrijp is om effectief gestimuleerd te kunnen worden met de SDE++. Dit staat los van het probleem dat er voor waterstof in eerste instantie überhaupt geen netto emissiereductie vastgesteld was in de conceptadviezen waardoor de techniek in het geheel niet mee kon dingen naar subsidies. Want ook wanneer met een aantal andere aannames en voorwaarden wel een toepassing van waterstof gedefinieerd kan worden met een netto emissiereductie, zal de techniek alsnog te duur zijn om een reële kans te maken op subsidiëring door middel van de SDE++. Hierdoor past waterstof vooralsnog minder goed in de regeling en is ander beleid nodig - zoals reeds voorzien⁴¹ - om de techniek op te schalen en goedkoper te laten worden.

De concept SDE++ lijkt een werkbaar instrument met enkele verbeterpunten

Los van de inherente uitdagingen die de verbreding met zich meebrengt en de verminderde robuustheid die daaruit voortkomt, lijkt het wel gelukt om een werkbaar instrument te creëren. In onze ogen zijn de meeste keuzes en inschattingen goed onderbouwd en wij hebben geen aandachtspunten geïdentificeerd die ertoe kunnen leiden dat de *methodiek* in de praktijk niet werkt. Wat wel zou kunnen is dat bepaalde categorieën (met name waterstof, CCS en restwarmte) niet goed uit de startblokken komen omdat de regeling de inherente barrières niet voldoende wegneemt, zoals de hoge kosten voor waterstof en de risico's die voortkomen uit de afhankelijkheid van gezamenlijke infrastructuur bij CCS en restwarmte.

In dit rapport doen we wel een aantal aanbevelingen voor verbetering van de methodiek die in de komende jaren verder onderzocht en uitgewerkt kunnen worden. Zo denken wij bijvoorbeeld dat de kosteneffectiviteit verbeterd kan worden door het gebruiken van de lange termijn prijs in plaats van de bodemprijs voor het bepalen van de subsidiebehoefte. Verder blijven er wel onzekerheden bij het implementeren van de SDE++. Hoe en hoe snel de markt zal reageren op de nieuwe categorieën blijft bijvoorbeeld onzeker en er kunnen altijd onvoorziene problemen optreden. Om hier echt achter te komen is het (met enige voorzichtigheid) in de praktijk implementeren echter de enige oplossing, waarbij na elke openstellingsronde geleerd en de regeling verder verbeterd zal moeten worden op basis van de ervaringen.

Raadzaam om optimalisatie van mix van beleidsinstrumenten in breder beleidskader te verkennen

In het verleden was het doel van de SDE zeer eenduidig: kosteneffectieve uitrol van duurzame energie. Wanneer deze filosofie doorgetrokken wordt naar een doel van kosteneffectieve uitrol van emissie-reducerende maatregelen dan is het uitlegbaar om deze technieken in één instrument te laten concurreren en zo tot de meest kosteneffectieve uitrol te komen, en de bijkomende uitdagingen te accepteren. Immers, wanneer er voor meerdere instrumenten gekozen zou worden of schotten aangebracht zouden worden in de SDE++, zou dit de kosteneffectiviteit niet ten goede komen.

Echter, gezien de recente aanpak in het klimaatakkoord met afspraken en doelen per sector, is het de vraag of volledige techniekneutraliteit gewenst is. Hierdoor zou het namelijk voor kunnen komen dat een groot deel van het budget naar enkele sectoren gaat, waardoor de sectoren voor het behalen van

⁴¹ Bijvoorbeeld door middel van de Demonstratie Energie Innovaties (DEI) regeling

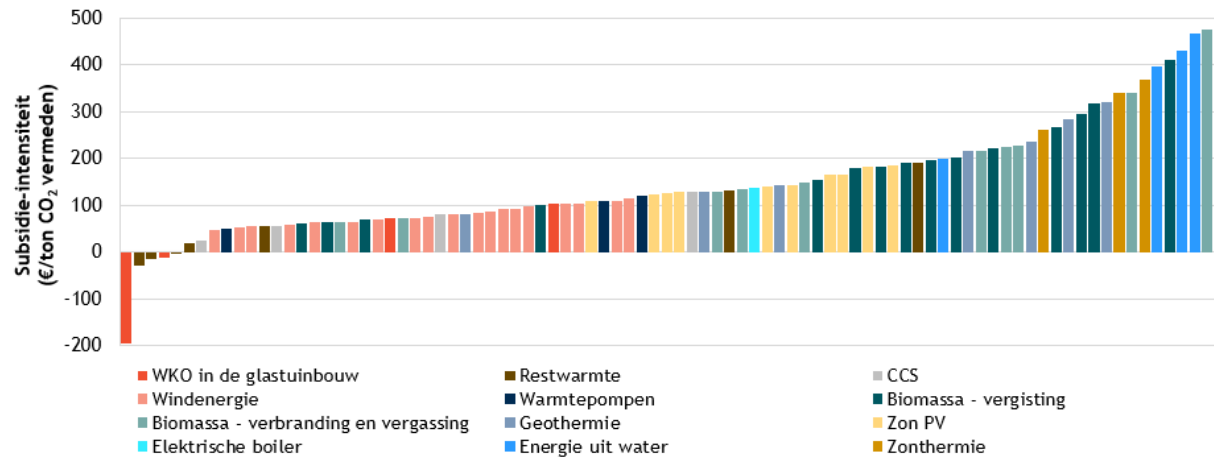
hun doelen geen vergelijkbare steun krijgen. Op termijn zou dan ook overwogen kunnen worden om af te stappen van volledige techniekneutraliteit en concurrentie tussen de sectoren. In dat geval ontstaan er mogelijkheden om de uitdagingen in de SDE++ anders op te lossen. Alternatieve opties zouden kunnen zijn:

- Het opzetten van een separate methodologie (en budget) voor industrie-opties: hiermee wordt de noodzaak om de meetbare output (bijv. kWh) voor alle technieken om te rekenen naar emissiereducties voorkomen. Verder beperkt dit de complicaties wat betreft afhankelijkheid van ETS-prijzen tot enkel de industrie sector.
- Het opzetten van een aparte regeling voor het stimuleren van flexibiliteitsopties waarbinnen deze technieken concurreren op andere criteria dan enkel BKG-reductie (of er voor te kiezen om flexibiliteitsopties niet extra te stimuleren en te vertrouwen dat prijsfluctuaties in de markt voor een voldoende prikkel zorgen).
- Het terugbrengen van de SDE-regeling naar de scope van de huidige SDE+ en hiermee op het succes van deze regeling voort te bouwen.

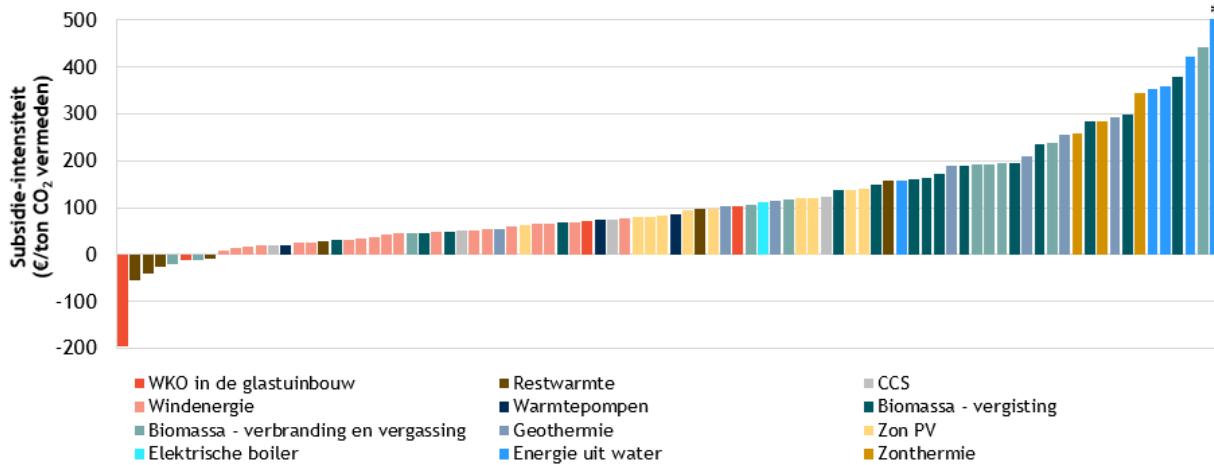
Hierbij dient aangegeven te worden dat deze opties ook voor- en nadelen kennen, welke niet onderzocht zijn in dit onderzoek. Daardoor zijn dit slechts denkrichtingen die verkend kunnen worden voor de stimulering op langere termijn (in ieder geval na 2020).

8 Annex A - Vergelijk rangschikkingsmethoden

Voorlopige rangschikking op basis van berekening subsidie-intensiteit o.b.v. basisbedrag en bodemprijs



Voorlopige rangschikking op basis van berekening subsidie-intensiteit o.b.v. basisbedrag en lange termijn prijs



* De laatste staaf van osmose is niet volledig weergegeven i.v.m. de leesbaarheid van de grafiek.

Trinomics B.V.
Westersingel 34
3014 GS Rotterdam
The Netherlands

T +31 (0) 10 3414 592
www.trinomics.eu

KvK n°: 56028016
VAT n°: NL8519.48.662.B01

